

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Comportamento dos Preços do MIBEL Tendo em
Conta Cenários de Aumento do Número de
Dispositivos de Armazenamento**

Inês Amorim Gomes

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major em Energia

Orientador: João Paulo Tomé Saraiva

Janeiro de 2018

Resumo

O Mercado Ibérico de Eletricidade resulta de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha, com o objetivo de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países. O mercado diário do MIBEL recebe propostas de compra e de venda de energia elétrica para cada hora do dia seguinte, do qual resultam 24 valores para o preço de mercado. Estes valores oscilam com as variações de oferta e de procura. Assim, o preço da energia será mais alto durante as horas cheias, em que a procura é superior, e mais baixo durante as horas de vazio, nas quais a procura desce.

Esta dissertação tem como objetivo estimar as variações provocadas no preço da energia aquando da introdução de uma dada capacidade de baterias a carregar durante o período de vazio e a descarregar durante as horas cheias ou de ponta. Neste sentido foi desenvolvido um programa que permite obter, para cada hora de um dado ano, o preço de mercado perante um cenário em que se admite um número determinado de baterias de 1 MW. Esta aplicação tem como dados as curvas agregadas de compra e de venda de energia para cada hora de 2016, devolvendo uma matriz com a informação sobre a hora, dia e mês avaliado, o seu preço de mercado real, e o preço obtido admitindo a instalação de baterias.

A partir dos resultados obtidos conclui-se que nas horas de carregamento das baterias os preços apresentam uma variação positiva e, quando estas se encontram em descarregamento, os preços descem, de uma forma mais acentuada à medida que a capacidade das baterias aumenta. Apesar de esta variação não ser muito elevada, mesmo para um grande número de baterias, conclui-se que o investimento nestes sistemas de armazenamento poderá não ser rentável se estes forem instalados apenas para realizar arbitragem de preços. Esta conclusão é suportada pelo baixo *spread* entre os preços, que não permite obter lucros elevados com a compra e venda de energia através do uso de baterias.

Adicionalmente, e de acordo com o sugerido pela EDP Gestão de Energia, foi analisado o impacto da operação do aproveitamento de Venda Nova, considerando a bombagem nas horas de vazio e a turbinagem nas horas fora desse período. A conclusão obtida sugere que a operação deste aproveitamento, desta forma, poderá não ser rentável.

Abstract

The Iberian Electricity Market is the result of the cooperation between the Portuguese and Spanish Governments with the idea of promoting the integration of the electric systems of both countries. The daily market of MIBEL receives supply and demand bids for electricity for each hour of the next day producing 24 market clearing prices. These values oscillate according with changes on the bids. Therefore, the market clearing price will be higher during full and peak hours, in which the demand rises, and it will be lower during the valley, in which the demand is reduced.

The goal of this master's thesis is to estimate how the introduction of a battery capacity charging during valley hours and discharging during off valley hours will affect the market clearing price. It was developed a program that allows for the calculation of the market clearing price for each hour considering a certain battery capacity. This application receives as data the demand and supply curves for each hour of 2016 and returns a matrix with the real market clearing price and the expected price considering a certain battery capacity with the respective hour, day and month.

Through the results obtained, it was concluded that the charging hour prices show a positive variation and the discharging hour prices get reduced. These impacts are larger as battery capacity increases. In spite of the low price variation, even for a large capacity of batteries, it was concluded that the investment in this storage systems may not be profitable namely if the batteries are used only for price arbitrage. This conclusion is supported by the low spread between prices that doesn't allow high profits whit the buying and selling of electricity through the use of batteries.

Additionally and following a suggestion from EDP Gestão de Energia, it was analysed the impact of the operation of Venda Nova hydro station considering that it pumps in valley hours and it operates as a turbine out of that period. The results obtained suggest that this unit operation in this way may not be profitable.

Agradecimentos

Ao Professor João Tomé Saraiva pela orientação e disponibilidade, críticas e sugestões durante a elaboração desta dissertação e pela calma transmitida.

À EDP Gestão de Energia e ao Engenheiro José Carlos Sousa pelos materiais fundamentais fornecidos na realização da dissertação, assim como o apoio, compreensão e palavras de encorajamento.

À Catarina, ao Guilherme, ao Henrique, ao Nolasco e à Rita, pela prontidão na ajuda e constante disponibilidade, mas sobretudo pela tranquilização nos momentos de ansiedade.

Aos meus pais pelos conselhos, pelo apoio durante todo este percurso e pela paciência para escutar os meus desabafos.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiii
Abreviaturas	xvi
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
Capítulo 2	3
Tecnologias de armazenamento de energia.....	3
2.1 Classificação dos sistemas de armazenamento com base no tipo de energia armazenada.....	4
2.1.1 Sistemas de armazenamento mecânico.....	4
2.1.2 Sistemas de armazenamento químico.....	5
2.1.3 Sistemas de armazenamento eletroquímico	5
2.1.4 Sistemas de armazenamento eletromagnético	6
2.1.5 Sistemas de armazenamento térmico	6
2.2 Classificação dos sistemas de armazenamento com base na escala de armazenamento	7
2.3 Análise técnico-económica	8
2.3.1 Bombagem	8
2.3.2 Ar comprimido.....	9
2.3.3 Armazenamento Térmico.....	10
2.3.4 <i>Power to Gas</i>	11
2.3.5 Hidrogénio.....	12
2.3.6 Supercondensadores.....	14
2.3.7 Supercondutores magnéticos	14
2.3.8 Baterias de Fluxo Regenerativo	15
2.3.9 Baterias Convencionais	17
2.3.10 Volantes de Inércia.....	21
2.3.11 Baterias de Elevada Temperatura	23
2.4 Níveis de disponibilidade tecnológica, regulatória e de mercado	25
2.4.1 TRL - <i>Technology Readiness Level</i>	25
2.4.2 MRL - <i>Market Readiness Level</i>	25
2.4.3 RRL - <i>Regulation Readiness Level</i>	26
2.4.4 Classificação das tecnologias de armazenamento	27
Capítulo 3	35
Desenvolvimento do modelo	35
2.5 Linearização das curvas.....	36
2.6 Descrição do modelo implementado	40
2.7 Comparação dos resultados dos dois métodos	45
Capítulo 4	47
Implementação do modelo	47

4.1	Descrição da aplicação	47
4.2	Descrição da função <i>linprog</i>	54
Capítulo 5	61
Resultados	61
5.1	Caraterização dos cenários considerados	61
5.2	Resultados dos Casos de Estudo 1 e 2	62
5.2.1	Análise de uma hora de carregamento e uma hora de descarregamento	62
5.2.2	Análise do dia 2 de janeiro de 2016	67
5.2.3	Análise para o ano de 2016	68
5.2.4	Análise da viabilidade do investimento	75
5.3	Resultados do Caso de Estudo 3	76
5.3.1	Análise de uma hora de carregamento e uma hora de descarregamento	76
5.3.2	Análise do dia 11 de janeiro de 2016.....	80
5.3.3	Análise para o ano de 2016	81
5.2.5	Análise de lucro anual	84
Capítulo 6	86
Conclusão	86
Referências	89

Lista de figuras

Figura 3.1 - Curvas agregadas de oferta e procura da hora 2 do dia 4 de novembro de 2017.....	36
Figura 3.2 - Linearização das curvas para a hora 2 do dia 4 de novembro de 2017.....	37
Figura 3.3 - Linearização das curvas para a hora 19 do dia 4 de Novembro de 2017.	39
Figura 3.4 - Curvas agregadas de oferta e demanda para a hora 2 do dia 4 de novembro de 2017 [21].....	40
Figura 3.5 - Representação gráfica da função de Benefício Social [22].....	42
Figura 3.6 - Complemento da curva de propostas de venda casadas com as propostas de venda não casadas.	43
Figura 3.7 - Translação da curva das propostas de compra casadas.	44
Figura 4.1 - Fluxograma do programa implementado.	48
Figura 4.2 - Excerto das propostas de venda casadas do <i>excel</i> retirado de [21] para a hora 3 de 1 de janeiro de 2016.....	49
Figura 4.3 - Correção dos vetores qv_{aux} e pv_{aux}	50
Figura 4.4 - Determinação do preço inicial.	50
Figura 4.5 - Determinação de $PotPr1$	50
Figura 4.6 - Determinação de $PotPr2$	51
Figura 4.7 - Criação de uma proposta de venda que traduz o excesso de energia ao preço de mercado não casada.	51
Figura 4.8 - Complemento dos vetores qv e pv com as propostas de venda não casadas.....	51
Figura 4.9 - Translação da curva das propostas de compra casadas.....	52
Figura 4.10 - Chamada da função <i>pool_simulator</i> que retorna o novo preço de mercado.	52
Figura 4.11 - Determinação da última proposta de compra casada e da sua capacidade.	53
Figura 4.12 - Capacidade da última proposta de compra casada diferente da capacidade total da mesma.	53
Figura 4.13 - Capacidade das últimas propostas de compra e venda casadas esgotada.	54
Figura 4.14 - - Formulação matemática da função <i>linprog</i> [23].....	56
Figura 4.15 - - Chamada da função <i>linprog</i>	56
Figura 5.1 - Curvas das propostas casadas de venda e compra para a hora 2 do dia 2 de janeiro de 2016.	62

Figura 5.2 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 2 com uma capacidade de baterias a carregar 16 MW - Caso de Estudo 1.	63
Figura 5.3 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 2 com uma capacidade de baterias a carregar 160 MW - Caso de Estudo 2.....	63
Figura 5.4 - Ampliação da Figura 5.2 - Caso de Estudo 1.	63
Figura 5.5 - Ampliação da Figura 5.3 - Caso de Estudo 2.	64
Figura 5.6 - Curvas das propostas casadas de venda e compra para a hora 22 do dia 2 de janeiro de 2016.	64
Figura 5.7 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 22 com uma capacidade de baterias a carregar 20 MW - Caso de Estudo 1.	65
Figura 5.8 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 22 com uma capacidade de baterias a carregar 200 MW - Caso de Estudo 2.....	65
Figura 5.9 - Ampliação da Figura 5.7 - Caso de Estudo 1.	66
Figura 5.10 - Ampliação da Figura 5.8 - Caso de Estudo 2.	66
Figura 5.11 - Variação dos preços das horas de carregamento e de descarregamento para os meses do ano - Caso de Estudo 1.	69
Figura 5.12 - Variação dos preços das horas de carregamento e de descarregamento para os meses do ano - Caso de Estudo 2.	71
Figura 5.13 - Variação dos preços mensais para o Caso de Estudo 1.	74
Figura 5.14 - Variação dos preços mensais para o Caso de Estudo 2.	75
Figura 5.15 - Curvas das propostas casadas de venda e compra a carregar para a hora 2 do dia 11 de janeiro de 2016.	77
Figura 5.16 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 2 do dia 11 de janeiro de 2016 com energia de bombagem de 700 MW.	77
Figura 5.17 - Ampliação das curvas das propostas de venda e compra para o Caso de Estudo 3.....	78
Figura 5.18 - Curvas das propostas casadas de venda e compra para a hora 22 do dia 11 de janeiro de 2016.	78
Figura 5.19 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 22 do dia 11 de janeiro de 2016 com energia de turbinagem de 700 MW.	79
Figura 5.20 - Ampliação das curvas das propostas de venda e compra para o Caso de Estudo 3.....	79
Figura 5.21 - Variação dos preços das horas de carregamento e descarregamento para os meses do ano - Caso de Estudo 3.....	82
Figura 5.22 - Variação dos preços mensais para o Caso de Estudo 3.	84

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Classificação dos sistemas de armazenamento com base no tipo de energia armazenada [3].	4
Tabela 2.2 - Classificação dos sistemas de armazenamento com base na escala de armazenamento [3].	8
Tabela 2.3 - Características técnico-económicas do armazenamento por bombagem [3].	8
Tabela 2.4 - Características técnico-económicas do armazenamento de ar comprimido [3].	9
Tabela 2.5 - Características técnico-económicas do armazenamento térmico [3].	11
Tabela 2.6 - Características técnico-económicas do armazenamento P2G [3].	12
Tabela 2.7 - Características técnico-económicas do armazenamento através de sistemas de hidrogénio [3].	13
Tabela 2.8 - Características técnico-económicas do armazenamento através de <i>fuel cells</i> [3].	13
Tabela 2.9 - Características técnico-económicas do armazenamento em supercondensadores [3].	14
Tabela 2.10 - Características técnico-económicas do armazenamento em SMES [3].	15
Tabela 2.11 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias VRB [3].	16
Tabela 2.12 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias ZnBr [3].	16
Tabela 2.13 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias Pb-ácido [3].	18
Tabela 2.14 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias NiCd [3].	19
Tabela 2.15 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias de iões de lítio [3].	20
Tabela 2.16 - Preço atribuído às baterias de iões de lítio em 2017 e estimado para 2030 [1].	20
Tabela 2.17 - Comparação do desempenho das baterias convencionais para diferentes períodos de armazenamento [1].	21
Tabela 2.18 - Características técnico-económicas do armazenamento através de volantes de inércia [3].	22
Tabela 2.19 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias de elevada temperatura NaS [3].	23

Tabela 2.20 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias de elevada temperatura ZEBRA [3].	24
Tabela 2.21 - Comparação do desempenho das baterias de elevada temperatura para diferentes períodos de armazenamento [1].	24
Tabela 2.22 - Níveis do indicador TRL [3].	25
Tabela 2.23 - Níveis do indicador MRL [3].	26
Tabela 2.24 - Níveis do indicador RRL [3].	26
Tabela 2.25 - Classificação das tecnologias de armazenamento face ao TRL, MRL e RRL nos anos de 2015 e 2017.	27
Tabela 3.1 - Resultados obtidos pela Função de Benefício Social para o dia 4 de novembro de 2017.	44
Tabela 3.2 - Comparação dos resultados obtidos pela linearização das curvas e pela função de Benefício Social e respetivo erro relativo.	45
Tabela 4.1 - Estrutura da matriz <i>resultados</i>	48
Tabela 4.2 - Estrutura das matrizes <i>quantidade_oferta</i> e <i>quantidade_procura</i>	52
Tabela 4.3 - Dados do exercício prático de MQUA 2015/2016 alínea c)2, período 1.	55
Tabela 4.4 - Vetor da função objetivo <i>f</i>	57
Tabela 4.5 - Vetores das restrições de igualdade <i>Aeq</i> e <i>Beq</i>	58
Tabela 4.6 - Vetores das restrições de desigualdade <i>lb</i> e <i>ub</i>	59
Tabela 4.7 - Vetor das propostas casadas <i>x</i>	60
Tabela 5.1 - Preços obtidos para os Casos de Estudo 1 e 2 nas 24h de 2 de janeiro de 2016. .	67
Tabela 5.2 - Preço médio para as horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o Caso de Estudo 1.	69
Tabela 5.3 - Preço médio para as horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o Caso de Estudo 2.	70
Tabela 5.4 - Horas em que ocorreu market splitting em 2016.	72
Tabela 5.5 - <i>Spread</i> dos preços médios nas horas de carga e descarga.	73
Tabela 5.6 - Variação mensal do preço em resultante da introdução de baterias.	74
Tabela 5.7 - Lucro mensal e anual em € obtido para 2016 com a introdução de uma capacidade de baterias.	76
Tabela 5.8 - Retorno do investimento pago aos 10 anos para os Casos de Estudo 1 e 2.	76
Tabela 5.9 - Preços obtidos para o Caso de Estudo 3 nas 24h de 11 de janeiro de 2016.	80
Tabela 5.10 - Preço médio para as horas de carga e descarga, com e sem bombagem, para o Caso de Estudo 3.	81

Tabela 5.11 - <i>spread</i> dos preços médios nas horas de bombagem e turbinamento.....	83
Tabela 5.12 - Variação mensal do preço resultante de bombagem com 700 MW.	83
Tabela 5.13 - Lucro mensal e anual obtido para o Caso de Estudo 3.....	85

Abreviaturas

A-CAES	<i>Adiabatic - Compressed Air Energy System</i>
AQS	<i>Água Quente Solar</i>
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i>
D-CAES	<i>Diabatic - Compressed Air Energy System</i>
DH	<i>District Heating</i>
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
ENEA	<i>Energia Nucleare ed Energie Alternative</i>
LCAP	<i>Lithium-ion Capacitor</i>
MIBEL	<i>Mercado Ibérico de Eletricidade</i>
MRL	<i>Market Readiness Level</i>
OMIE	<i>Operador do Mercado Ibérico de Energia</i>
RES	<i>Reliable Environmental Solutions</i>
RRL	<i>Regulation Readiness Level</i>
SPIN	<i>Superconducting and other Innovative materials and devices institute</i>
SMES	<i>Super Magnetic Energy Storage</i>
TRL	<i>Technology Readiness Level</i>
VRB	<i>Vanadium Redox Batteries</i>
ZEBRA	<i>Zeolite Battery Research Africa</i>

Capítulo 1

Introdução

Atualmente, na Península Ibérica, o preço da eletricidade é largamente determinado pelas ofertas de compra e venda de energia elétrica propostas pelos agentes registados, estando estas dependentes do diagrama de carga e capacidade de produção. Assim, surge a oportunidade de recorrer a dispositivos de armazenamento para tirar partido das oscilações de preço entre as horas de vazio e horas cheias. Propõe-se então o carregamento de baterias quando os preços são mais baixos, o que corresponde às horas de vazio do diagrama de carga, e a injeção na rede da energia armazenada durante os períodos de ponta ou cheias, período em que preços serão mais elevados. Com a realização desta dissertação pretende-se avaliar o impacto nos preços do Mercado de Eletricidade do MIBEL de investir na instalação destes dispositivos, bem como informações sobre a rentabilidade destes investimentos.

A partir da informação disponível no *website* do MIBEL relativa às propostas de venda e compra de eletricidade durante o ano de 2016, foi desenvolvida uma aplicação que permite simular as alterações sofridas pelos preços do Mercado Ibérico de Eletricidade, perante alguns cenários em que se consideram diferentes capacidades de armazenamento. Face a cada cenário, pretende-se obter o preço de mercado respeitante às horas de carregamento e de descarregamento dos dispositivos de armazenamento. É de relevo conhecer como é regulada a remuneração da injeção de energia na rede por estes equipamentos em Portugal, a fim de ser determinada a diferença entre o preço a que é vendida e comprada, traduzindo-se no lucro do dia em questão. Desta forma, estabelece-se o ganho que é possível obter no final do ano e procede-se a uma estimativa desse valor para um período de dez anos. Assim, utilizando esta informação, bem como os custos típicos de investimento em dispositivos de armazenamento, é possível obter informação em relação à rentabilidade deste tipo de investimento.

Durante o desenvolvimento deste projeto foram igualmente identificadas as principais tecnologias de armazenamento disponíveis e respetivas especificações. É de grande relevância conhecer os seus requisitos de maturação, custo de investimento e operação, eficiência, tempo de vida, capacidade, duração de descarga, tempo de resposta, entre outros que permitam selecionar o dispositivo mais adequado.

Tendo em conta estas ideias e de forma a corresponder a estes objetivos, esta dissertação encontra-se estruturada em seis capítulos que se descrevem brevemente em seguida.

Para além deste capítulo inicial, no Capítulo 2 é feito um resumo das tecnologias de armazenamento de energia de maior impacto no passado, mas também as mais relevantes atualmente, prevendo que se tornem indispensáveis no futuro. Estas tecnologias encontram-se categorizadas consoante a forma de armazenamento de energia. São também apresentadas as suas características técnico-económicas, bem como as zonas geográficas em que se verifica maior utilização destas tecnologias. Por fim, estas são classificadas com recurso a índices de disponibilidade tecnológica, regulatória e de mercado, o que permite perceber o seu nível de integração atual.

O Capítulo 3 é composto por uma descrição teórica do modelo implementado, assim como um modelo alternativo simplificado. É apresentado um exemplo para duas horas, uma hora de vazio e uma hora cheia, sendo utilizados os dois modelos referidos. Por fim, os resultados obtidos por ambos os métodos são comparados.

No Capítulo 4 é apresentado o modelo implementado. É feita uma descrição detalhada do mesmo, acompanhada da exposição do código que compõe o programa. Foi incluída uma secção em que se descreve a função *linprog* da ferramenta *Matlab*. Esta representa uma parte fundamental do programa. É ainda apresentado um pequeno exemplo para melhor ilustrar o seu funcionamento.

No Capítulo 5 são caracterizados três Casos de Estudo em termos de capacidade, períodos de carga e descarga e sistema de armazenamento considerado. Em seguida, são apresentados os resultados obtidos a partir da aplicação desenvolvida para estes três Casos de Estudo. É feita a análise desses valores em períodos horário, diário, mensal e anual, sendo expostas as variações dos preços registadas, assim como o lucro anual obtido para 2016.

Finalmente, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões retiradas a partir dos resultados obtidos no capítulo precedente, discutindo-se a relevância do hipotético investimento em baterias de iões de lítio para compra e venda de energia nos períodos em que os preços do MIBEL se apresentam menos e mais elevados, respetivamente.

Capítulo 2

Tecnologias de armazenamento de energia

Ao longo dos anos tem-se verificado um decréscimo da produção a partir de combustíveis fósseis e prevê-se que esse valor continue a diminuir. Estas alterações exigem mudanças significativas por parte dos sistemas de produção de energia. A crescente produção a partir de fontes renováveis apresenta grande variabilidade, o que torna desafiante garantir o equilíbrio entre a procura e a oferta ao longo do dia. É ainda necessário assegurar que a tensão e frequência da rede elétrica se mantêm dentro dos valores estipulados. Para acompanhar esta transição pode recorrer-se, entre outras soluções, a sistemas de armazenamento de energia.

Em 2015, a capacidade de instalações de armazenamento de energia de larga escala foi estimada em 150 GW, em que aproximadamente 96% desta potência consistia em bombagem hidroelétrica. Nos últimos anos, o desenvolvimento mundial de sistemas de armazenamento de energia permite verificar que as restantes tecnologias mais utilizadas são o armazenamento térmico, as baterias de larga-escala, os volantes de inércia e o armazenamento de ar comprimido [1] [2].

Os sistemas de armazenamento podem ser usados para diversas aplicações, destacando-se a arbitragem de preço, que consiste em tirar partido da variação dos preços do mercado da eletricidade, comprando energia a um preço mais reduzido para depois a vender a um valor superior [1]. É sobre esta aplicação que o presente trabalho se irá debruçar.

Neste capítulo são apresentadas as tecnologias disponíveis para o armazenamento de energia consideradas mais relevantes. Estas serão classificadas quanto ao tipo de energia que armazenam, local onde estão inseridas na rede e ao seu desenvolvimento tecnológico, regulatório e de mercado. Serão ainda indicadas as suas características técnico-económicas e

realçadas as vantagens e desvantagens de cada equipamento, assim como a sua principal área de aplicação.

2.1 Classificação dos sistemas de armazenamento com base no tipo de energia armazenada

É possível classificar os sistemas de armazenamento relativamente ao tipo de energia que armazenam. Não sendo possível armazenar energia diretamente sob a forma de eletricidade, esta pode ser convertida em energia mecânica, química, eletroquímica, eletromagnética ou térmica [3].

Tabela 2.1 - Classificação dos sistemas de armazenamento com base no tipo de energia armazenada [3].

Mecânica	Química	Eletroquímica	Eletromagnética	Térmica
Bombagem	Hidrogénio	Baterias convencionais	Supercondutores magnéticos	
Ar comprimido		Baterias de elevada temperatura		
Volante de inércia		Baterias de fluxo regenerativo	Supercondensadores	
		Power to Gas		

2.1.1 Sistemas de armazenamento mecânico

Os sistemas de armazenamento mecânico combinam vários princípios de armazenamento, tais como a energia potencial da água num sistema de bombagem, o volume e pressão do ar comprimido ou a energia rotacional de um corpo nos volantes de inércia.

Os sistemas de ar comprimido são uma tecnologia de armazenamento que pode ser distinguido em adiabático (A-CAES) e diabático (D-CAES). Ambos os sistemas se baseiam em compressão e armazenamento do ar em reservatórios geológicos e subterrâneos. Os A-CAES encontram-se apenas em demonstração e não estão disponíveis comercialmente. No futuro têm o potencial de fornecer grande parte do armazenamento elétrico necessário na Europa, o que está dependente das condições geográficas, sendo necessário construir reservatórios com capacidade suficiente. Por outro lado, já se encontram implementados alguns sistemas do tipo D-CAES: um em Huntorf, na Alemanha e outro no Alabama, EUA. A investigação atual foca-se

na melhoria desta tecnologia com equipamento de armazenamento térmico que poderá ser implementado durante os próximos anos. Prevê-se que estes sistemas contribuam para o aumento da produção renovável até 2030, sendo a única tecnologia, além da bombagem hidroelétrica, disponível à escala comercial na Europa.

O armazenamento por volantes de inércia caracteriza-se pela sua resposta rápida, alta densidade de potência e de energia. Trata-se de uma tecnologia madura perfeitamente introduzida na indústria, havendo contudo alguns aspetos técnicos que deverão ainda ser melhorados. A indústria relativa a esta tecnologia localiza-se sobretudo nos EUA, havendo projetos instalados também em França, Reino Unido, Alemanha, Espanha, bem como nos Açores e Madeira.

O armazenamento por bombagem hídrica é a tecnologia mais desenvolvida na Europa e também a nível mundial, com cerca de 30% da capacidade global de armazenamento localizada neste continente. Este é o sistema de larga escala mais maduro e economicamente mais fiável disponível na Europa, hoje em dia. Apesar da elevada capacidade instalada atualmente, existe ainda grande potencial para expansão e desenvolvimento [1] [2]. Os sistemas de bombagem são capazes de regular a sua potência no modo de geração, sendo a sua operação no modo de bombagem menos flexível e, por isso, novas tecnologias têm sido desenvolvidas nesse sentido, de forma a tornar a sua instalação e operação mais flexíveis [4].

2.1.2 Sistemas de armazenamento químico

Nos sistemas de armazenamento químico, a energia é armazenada sob uma forma gasosa, líquida ou sólida e libertada por reações químicas. A sua principal característica é a elevada densidade de energia e a variabilidade de opções de transporte e armazenamento. Nos últimos anos, apresentou um rápido desenvolvimento, sobretudo no que diz respeito à conversão de hidrogénio que pode ser transformado em energia elétrica através de *fuel cells*, sendo que a maioria deste tipo de projetos se encontram instalados na Europa, onde é esperado um elevado crescimento da indústria do armazenamento químico [1].

2.1.3 Sistemas de armazenamento eletroquímico

Nos sistemas de armazenamento eletroquímico, a energia química é armazenada e, posteriormente convertida em eletricidade. Existem diversas variantes tendo em conta os eletródos e eletrólitos que são utilizados. Na Europa, destaca-se pela sua maturidade, a indústria de baterias Pb-ácido e Níquel-cádmio. Por seu lado, a indústria de baterias de iões de lítio é atualmente dominada pela Ásia, através do seu amplo uso em telemóveis e computadores portáteis. Esta tecnologia é excelente no que respeita aos ciclos de carga/descarga, peso, rápida descida de preço e contínua melhoria, que fazem desta uma das principais candidatas

do armazenamento de energia, nos próximos anos [1]. A título de exemplo, assinala-se que o custo das baterias de íões de lítio rondava os 500 €/kWh em 2014/15 tendo-se reduzido para valores entre 200 e 300 €/kWh atualmente e prevê-se que atinja os 100 €/kWh em 2025/2030 [5].

2.1.4 Sistemas de armazenamento eletromagnético

Os sistemas de armazenamento eletromagnético permitem armazenar energia em campos eletromagnéticos. Num supercondensador, a eletricidade é armazenada no campo electrostático entre dois elétrodos. Em supercondutores magnéticos, a eletricidade é armazenada no campo magnético de uma bobine. A energia armazenada associada a estes equipamentos é limitada, sendo o tempo de reação rápido e a potência e eficiência muito elevadas [1].

As primeiras descobertas relativas aos supercondensadores foram realizadas em 1957 e o seu uso comercial tem algumas décadas. O seu elevado número de ciclos e tempo de vida, conjugados com a sua operação num intervalo de temperatura muito amplo, contribuem para o seu rápido crescimento como sistemas de armazenamento de energia [1].

Atualmente não existem fornecedores comerciais de supercondutores magnéticos na Europa, apesar de vários projetos terem sido desenvolvidos nesta área. Na Alemanha, o Instituto de Tecnologia de Karlsruhe, desenvolveu uma tecnologia híbrida, que combina os SMES com hidrogénio e, conseqüentemente, as características de ambos: a rapidez de operação dos primeiros e a grande capacidade de armazenamento de energia do último sob a forma líquida. Destaca-se também a parceria da Universidade de *Bologna* com outras entidades comerciais e da área da investigação (*Columbus Superconductors*, ENEA, RES, SPIN), que deu origem a um projeto que combina supercondutores magnéticos com sistemas de baterias, que permitem reduzir custos e aumentar significativamente o tempo de vida do sistema de baterias, constituindo uma aplicação pioneira em sistemas elétricos [1] [6].

2.1.5 Sistemas de armazenamento térmico

Os sistemas de armazenamento térmico compreendem três tipos de tecnologia: armazenamento sob a forma de calor sensível, calor latente ou sob forma química. No primeiro caso é utilizada a subida e descida da temperatura de um líquido ou sólido, armazenando e libertando energia térmica para aplicações de baixa temperatura. O segundo permite tirar partido da energia absorvida e libertada a temperatura constante durante o processo de mudança de fase de um material (usualmente de sólido para líquido e vice-versa). No último,

a energia térmica armazenada pode resultar de reações químicas ou de sorção (absorção e adsorção).

O tipo mais comum desta tecnologia é o calor sensível, sendo bastante usado em países como a Dinamarca, Suécia, Noruega e Holanda, com o objetivo de armazenamento sazonal de calor em sistemas de distribuição de calor. É aplicada juntamente com a produção fotovoltaica e o calor geotérmico, combinada com *district heating*, enquanto noutros países europeus estes sistemas estão ainda em fase de demonstração com projetos-piloto. Países como a Alemanha, Eslovénia, Japão, Rússia e Holanda estão a trabalhar no sentido de desenvolver novos materiais e técnicas que permitam a integração destes sistemas em paredes de edifícios e o transporte de energia térmica de um local para outro. Estas novas aplicações começam agora a ser comercializadas e os seus custos e performance a ser avaliados.

O armazenamento sob a forma de calor latente é adequado para armazenar grandes quantidades de energia. Durante os últimos anos têm havido fortes desenvolvimentos no sector, prevendo-se que durante o próximo ano comece a operar um protótipo desta tecnologia. A indústria associada a esta tecnologia localiza-se, principalmente, na Austrália. Na Europa, existem alguns projetos que investem no desenvolvimento de novos materiais que permitam melhores soluções para esta tecnologia.

O armazenamento térmico sob a forma de energia química é o tipo de sistema menos investigado, apesar de ter potencial para armazenar mais energia que as restantes tecnologias de tipo térmico. É uma tecnologia promissora, podendo oferecer uma densidade de energia superior e, característica mais importante, menores perdas, comparativamente aos restantes métodos. A Europa tem sido pioneira na investigação desta tecnologia, sendo que os primeiros projetos foram divulgados em 1970 por investigadores suecos e suíços e as suas primeiras aplicações realizadas na Alemanha no início da década de 80. Atualmente, o armazenamento térmico sob a forma de energia química permanece na sua fase experimental [1].

2.2 Classificação dos sistemas de armazenamento com base na escala de armazenamento

Outra característica a ter em conta aquando da análise destas tecnologias diz respeito à escala de armazenamento. Esta pode ser local, quando os mesmos se encontram diretamente ligados à rede de distribuição ou aos consumidores finais; em larga escala, para instalações em que os equipamentos se encontram ligados diretamente à rede de transporte; ou podem apresentar características que os permitam funcionar eficientemente em ambas as posições [3]. Assim, a Tabela 2.2 classifica as diversas tecnologias de armazenamento tendo em conta este critério.

Tabela 2.2 - Classificação dos sistemas de armazenamento com base na escala de armazenamento [3].

Armazenamento em larga escala	Armazenamento local	Armazenamento misto
Bombagem	Supercondensador	Baterias convencionais
Ar comprimido	Supercondutores magnéticos	Baterias de fluxo regenerativo
<i>Power to Gas</i>	Hidrogénio	Baterias de elevada temperatura
Hidrogénio	Térmico	Volante de inércia
Térmico		

2.3 Análise técnico-económica

2.3.1 Bombagem

Um aproveitamento hidroelétrico com bombagem consiste em dois reservatórios de água, um a montante com uma cota mais elevada, e outro a jusante de uma barragem. O seu princípio de funcionamento passa pela conversão de energia elétrica para energia potencial gravítica através da bombagem da água, para o reservatório a montante. Trata-se de um armazenamento de grande escala com as características indicadas na Tabela 2.3 [3].

Tabela 2.3 - Características técnico-económicas do armazenamento por bombagem [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
100-5000	0.5-1.5	75-85	1h-dias	s-min

Caraterísticas económicas			
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Custo de manutenção [€/kW/ano]	Tempo de vida [anos]
500-3600	5-150	13	50-100

A sua principal desvantagem resulta da dependência da precipitação anual. Apresenta-se, apesar disso, como uma solução de elevada eficiência, grande capacidade e rápido tempo de resposta. É ainda importante ter em conta o seu forte impacto ambiental que pode levantar alguns entraves. Pelas suas características, e para além de outras vantagens, estes aproveitamentos facilitam a integração de maiores volumes de produção renovável, por exemplo eólica e fotovoltaica, o diferimento de investimentos na rede e o fornecimento de serviços de reserva [3].

A bombagem convencional apenas permite regular a quantidade de energia produzida no modo de geração, mas não na sua operação em modo de bombagem. Novas tecnologias têm sido desenvolvidas no sentido de favorecer a flexibilidade operacional da bombagem, recorrendo à utilização de turbinas de velocidade variável. Apesar da maioria das unidades instaladas na Europa serem de velocidade fixa, existe grande potencial para conversão dessas instalações para velocidade variável [4].

2.3.2 Ar comprimido

Este sistema de armazenamento recorre a eletricidade para comprimir o ar atmosférico, armazenando-o num reservatório. Posteriormente, quando for necessário produzir energia elétrica, o ar comprimido será libertado e aquecido, por exemplo, recorrendo a gás natural, e expande-se numa turbina acoplada a um gerador, onde será produzida energia elétrica. Trata-se de uma tecnologia de armazenamento de larga escala, cujas características técnicas e económicas permitem armazenar energia em excesso proveniente, por exemplo, de outras fontes renováveis, para utilização posterior [3].

Tabela 2.4 - Características técnico-económicas do armazenamento de ar comprimido [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
100-300	30-60	42-70	6h-dias	5-15 min

Caraterísticas económicas			
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Custo de manutenção [€/kW/ano]	Tempo de vida [anos]
400-1150	10-120	10	25-40

Os reservatórios em que é armazenado o ar comprimido podem ser tanques localizados à superfície ou formações geológicas, difíceis de encontrar pelos seus requisitos particulares, mas que simultaneamente permitem diminuir os custos de investimento. O processo de armazenamento pressurizado levanta ainda algumas questões de segurança. Outra desvantagem a considerar perante o uso desta tecnologia, diz respeito ao processo de queima de um combustível, como o gás natural, do que resulta emissão de CO₂. Este é um método de armazenamento que pode funcionar acoplado de forma direta a centrais de produção renovável, mas que está também dependente de custos de investimento bastante elevados [3] [7].

2.3.3 Armazenamento Térmico

Dentro do armazenamento térmico podem considerar-se duas principais tecnologias: centrais solares de concentração (CSP) e redes urbanas de calor (DH - *District Heating*).

O primeiro, permite um armazenamento de larga escala, convertendo energia solar em energia térmica e, posteriormente, em energia mecânica, recorrendo a painéis solares com concentração para aquecer um fluido a altas temperaturas que será armazenado e, depois, turbinado sob a forma de vapor de água, resultando na produção de energia elétrica. São conhecidas a capacidade e duração de descarga típicas destes sistemas, não sendo, contudo, conhecido o seu tempo de resposta. Por esta razão, não é possível identificar claramente as suas principais áreas de aplicação.

O DH está associado a um sistema de armazenamento local que consiste na conversão de energia elétrica em energia térmica sensível. Estes sistemas utilizam eletricidade da rede para aquecer água, que será fornecida às instalações domésticas ou industriais de uma região, podendo recorrer-se a diversas formas de energia na sua produção, como combustíveis fósseis, resíduos de madeira, resíduos municipais sólidos ou uma combinação de mais que uma fonte de energia. Assim, o *District Energy* consiste no aquecimento e arrefecimento de um conjunto de edifícios, em que o calor ou frio é distribuído pela circulação de água quente ou vapor de baixa pressão, recorrendo a uma rede subterrânea formada por um sistema de tubagens que interliga uma ou mais centrais de produção aos consumidores. Este é um sistema de armazenamento bastante vantajoso quando se considera o abastecimento de aglomerados populacionais, com grande densidade de edifícios ou complexos industriais. A principal vantagem deste sistema é o seu contributo para diversificação das fontes de energia e para aumentar a competição nos mercados de eletricidade e do gás natural. Destacam-se ainda as vantagens ambientais que permitem uma redução do consumo de combustível e emissões consequentes, e vantagens económicas que resultam na redução dos custos de aquecimento e

de operação para as comunidades que usufruem deste serviço. Facilita ainda a escolha da fonte de calor e contribui para o aumento da segurança, bem como para a redução de requisitos de espaço. Apesar disto, em zonas de elevada densidade populacional, existe alguma dificuldade em encontrar locais que permitam que as fontes de aquecimento se encontrem perto dos utilizadores, requisito fundamental desta tecnologia. Trata-se também de um sistema que requer investimentos elevados. Não se conhecem as especificações relativas à capacidade de armazenamento e duração de descarga, pelo que, tal como para o CSP, não se consegue precisar a sua área de aplicação [3].

Tabela 2.5 - Características técnico-económicas do armazenamento térmico [3].

Caraterísticas técnicas		
Capacidade de armazenamento [MW]	Eficiência total [%]	Duração de descarga
0.1-200	<60	h

Caraterísticas económicas	
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]
900-1500	75-125

2.3.4 Power to Gas

O princípio de funcionamento deste sistema assenta na conversão de energia elétrica em energia química, sob a forma de gás natural sintético que será utilizado como energia primária na produção de eletricidade, em momentos de necessidade. O gás produzido pode ser conservado e utilizado de forma exclusiva na produção de energia elétrica ou injetado na rede de gás natural, mesclando-se e enriquecendo-o. Destaca-se como inconveniente desta tecnologia o baixo rendimento global da mesma, sendo compensado pela grande capacidade de armazenamento na rede de gás natural, sem custos adicionais, e ainda a ausência de perdas em armazenamentos longos. Apresenta custos de instalação elevados. Por se tratar de uma tecnologia de armazenamento em grande escala, ainda em fase-piloto, não são conhecidas caraterísticas técnicas completas para precisar qual a sua área de aplicação mais indicada, nomeadamente devido à falta de informação relativa à capacidade de armazenamento, respeitante à potência e duração de descarga. Apesar disto, destaca-se a sua utilidade para aumentar a integração de fontes renováveis [3].

Tabela 2.6 - Características técnico-económicas do armazenamento P2G [3].

Caraterísticas técnicas	
Eficiência total [%]	Tempo de resposta
30-40	10 min

Caraterísticas económicas	
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]
1000-2000	Sem custos quando armazenado na rede de gás natural

2.3.5 Hidrogénio

Estes sistemas de armazenamento são compostos por três componentes fundamentais: a unidade de eletrólise, a pilha de combustível e o tanque de reserva de hidrogénio. O seu modo de funcionamento assenta na conversão de energia elétrica em energia química, através da eletrólise da água com recurso a energia elétrica fornecida pela rede. Depois de isolado o hidrogénio, este poderá ser utilizado diretamente como combustível ou injetado na rede de gás natural, estando perante um aproveitamento em sistema. Poderá ainda ser armazenado sob forma gasosa ou líquida, num tanque, ou em formações geológicas como o caso de cavernas, jazidas em que se esgotou o petróleo ou o gás e minas de sal, sempre a baixas pressões. Posteriormente, o hidrogénio será convertido em eletricidade com a ajuda da pilha de combustível juntamente com oxigénio, tratando-se de um aproveitamento em *fuel cells*.

Destacam-se como limitações desta tecnologia, a ainda reduzida maturidade, o elevado custo de investimento e reduzida durabilidade das pilhas de combustível e dos eletrolisadores. Pelo contrário, as pilhas de combustível apresentam a vantagem de se ajustar de forma rápida às variações de carga, não necessitando de muito tempo para atingir o seu ponto de funcionamento, de apresentarem uma elevada densidade de potência e uma baixa temperatura de operação. Destaca-se, no entanto, o seu custo elevado. Outra vantagem desta tecnologia é a possibilidade destes sistemas terem emissões muito reduzidas ou nulas, caso a eletricidade usada para produzir hidrogénio seja de origem renovável. Por último, aponta-se a dificuldade de armazenamento do hidrogénio fora da rede de gás natural [3].

As caraterísticas técnico-económicas dos sistemas de hidrogénio e pilhas de combustível são apresentadas nas Tabelas 2.7 e 2.8.

Tabela 2.7 - Características técnico-económicas do armazenamento através de sistemas de hidrogénio [3].

Caraterísticas técnicas	
Eficiência total [%]	Tempo de resposta
30-40	10 min

Caraterísticas económicas	
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]
1000-2000	Sem custos quando armazenado na rede de gás natural ou 0.3-0.6 quando armazenado em caverna

Tabela 2.8 - Características técnico-económicas do armazenamento através de *fuel cells* [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
0.01-50	800-10 000	20-50	min-h	min

Caraterísticas económicas		
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Tempo de vida [anos]
550-2000	1-15	5-15

No que diz respeito à pilha de combustível, destaca-se a densidade de energia muitíssimo elevada, perante custos de investimento de energia bastante reduzidos, apesar da baixa eficiência e do baixo tempo de resposta. Estes sistemas apresentam características que permitem variadas aplicações, nomeadamente no enriquecimento do gás natural e armazenamento em micro redes isoladas [3].

2.3.6 Supercondensadores

Os supercondensadores armazenam energia elétrica entre dois elétrodos porosos imersos num eletrólito. O seu princípio de funcionamento assenta na migração de aniões e catiões para os elétrodos positivos e negativos, respetivamente, enquanto o dielétrico impede o movimento de carga entre os elétrodos. Este processo é altamente reversível, o que permite que estes dispositivos carreguem e descarreguem milhares de vezes, sendo o seu tempo de vida independente dos ciclos de carregamento [3].

Tabela 2.9 - Características técnico-económicas do armazenamento em supercondensadores [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
0.01-1	0.1-15	85-98	s-min	ms

Caraterísticas económicas		
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Tempo de vida [anos]
10-40	300-20 000	15-20+

O valor de auto descarga desta tecnologia é elevado, andando na ordem dos 2-40% por dia, contribuindo para a não viabilidade de um armazenamento de longa duração. Esta característica limita a aplicação destes dispositivos, sendo as suas principais áreas de aplicação a regulação e estabilização de frequência e tensão na rede, bem como o armazenamento local rápido [3]. Uma forma de melhorar a densidade de energia inerente a esta tecnologia, mantendo a capacidade elevada bem como o número de ciclos e duração de vida, passa por recorrer a um condensador de iões de lítio (LCAP). Este contém elétrodos positivos semelhantes a um supercondensador, apesar dos elétrodos negativos serem intercalados com lítio [1].

2.3.7 Supercondutores magnéticos

O princípio de funcionamento desta tecnologia designada em língua inglesa por SMES, consiste em fazer circular corrente elétrica numa bobine que irá induzir um campo magnético, no qual é armazenada energia. A corrente continuará a circular indefinidamente na bobine até

que esta seja necessária e descarregada. A fim de manter as propriedades supercondutoras da bobine, é indispensável que esta seja arrefecida recorrendo a um sistema criogénico. Trata-se de um sistema de armazenamento de pequena escala com as características indicadas na Tabela 2.10 [3].

Tabela 2.10 - Características técnico-económicas do armazenamento em SMES [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
0.01-10	0.5-5	80-95	1 s-30 min	ms

Caraterísticas económicas		
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Tempo de vida [anos]
100-400	700-7 000	20

Estes são dispositivos muito eficientes, com uma capacidade de resposta muito rápida. Apresentam também capacidade de controlo de potência ativa e reativa, assim como ciclos de carga e descarga ilimitados. No entanto, apresentam requisitos de temperatura muito baixa e necessidade de grande dimensão para a sua instalação. Têm inerente um custo de investimento bastante elevado, o que pode constituir um entrave à sua disseminação. Contudo, a utilização de novos materiais poderá contribuir para uma descida dos custos associados [3]. Até à data, os custos de uma infraestrutura criogénica impediu a sua utilização alargada, mas os novos supercondutores, capazes de operar a temperaturas mais elevadas, oferecem uma perspetiva para novas soluções de engenharia. Também a combinação desta tecnologia com sistemas de armazenamento de larga escala permite oferecer robustez, velocidade de resposta, aumento da potência, maior eficiência e tempo de vida mais elevado [1] [8].

2.3.8 Baterias de Fluxo Regenerativo

As baterias de fluxo recorrem a dois eletrólitos líquidos - um num estado de oxidação elevado e outro num estado de oxidação reduzido - como meios de transporte de energia. Estes estão separados por uma membrana seletiva que, pelas condições de carregamento e descarregamento, permite que certos iões a atravessem e deem origem a reações químicas [1].

O seu princípio de funcionamento consiste na conversão de energia elétrica em energia eletroquímica, por um processo de oxidação-redução. Este compreende eletrólitos positivos e negativos que são armazenados externamente em tanques e introduzidos numa pilha, dando origem à reação de oxidação-redução, que permite a produção de eletricidade. Devido ao armazenamento externo dos eletrólitos, é possível variar a potência a partir da alteração do número de pilhas, ou a energia, variando o volume de eletrólitos [3].

Destacam-se as baterias do tipo vanádio-redox ou VRB e do tipo zinco+brómio ou ZnBr, cujas características técnico-económicas se apresentam nas Tabelas 2.11 e 2.12.

Tabela 2.11 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias VRB [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
0.03-7	75	60-85	2-20 h	ms

Caraterísticas económicas			
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Custo de manutenção [€/kW/ano]	Tempo de vida [anos]
1000-2500	100-1000	17-47	5-20

Tabela 2.12 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias ZnBr [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
0.05-2	60-80	60-75	2-20 h	ms

Caraterísticas económicas			
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Custo de manutenção [€/kW/ano]	Tempo de vida [anos]
500-1800	100-700	11-34	5-15

Segundo [3], uma das vantagens destes dispositivos está associada ao reduzido valor típico de auto descarga, sendo que, em alguns casos, as baterias do tipo VRB poderão atingir 10% de auto descarga diária. Destaca-se o rápido tempo de reação desta tecnologia, assim como a capacidade de integração em sistemas isolados ou veículos elétricos. No entanto, é uma tecnologia complexa, ocupando bastante espaço devido aos seus vários componentes. Acrescentam-se ainda os seus altos custos de investimento, assim como a toxicidade de alguns eletrólitos e o impacto ambiental dos mesmos. A principal área de aplicação destes equipamentos é no controlo de frequência e tensão.

Esta é uma tecnologia aplicável em todo o mundo, existindo atualmente projetos-piloto a decorrer na Europa. [3]

2.3.9 Baterias Convencionais

As baterias clássicas baseiam-se no carregamento/descarregamento através de reações eletroquímicas que ocorrem entre um eletrodo positivo - cátodo - e um eletrodo negativo - ânodo. Os eletrodos estão separados por uma membrana permeável, o que permite o fluxo de iões entre estes e encontram-se emersos num eletrólito [1] [9].

Baterias Pb-ácido

As baterias Pb-ácido permitem a conversão de energia elétrica em energia eletroquímica, por um processo de oxidação-redução que compreende transmissão de eletrões entre dois eletrodos de chumbo - o ânodo constituído por chumbo esponjoso e o cátodo composto por dióxido de chumbo - através de um eletrólito de ácido sulfúrico diluído. Durante o descarregamento é consumido ácido sulfúrico. Durante a recarga decorre o processo inverso: faz-se passar corrente contínua do eletrodo de dióxido de chumbo para o eletrodo de chumbo esponjoso e o ácido sulfúrico é regenerado. [3] [9].

Estas baterias são compostas por chumbo, um material perigoso para a saúde. Outro ponto negativo a realçar é o número limitado de ciclos de carga/descarga, o que resulta num tempo de vida baixo quando comparado com outras tecnologias, assim como numa elevada necessidade de manutenção. Em sentido contrário, esta tecnologia está associada a um baixo custo de investimento e a uma elevada flexibilidade de dimensionamento [3].

Tabela 2.13 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias Pb-ácido [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
0.001-50	30-50	60-95	min-h	20ms

Caraterísticas económicas		
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Tempo de vida [anos]
200-650	50-300	3-15

Destaca-se a baixa densidade de energia, à qual se opõe a elevada eficiência. É usualmente associada a sistemas de micro geração renovável, permitindo o armazenamento local ou funcionando como regulador de tensão e frequência ou reserva girante [3].

Baterias Níquel-Cádmio

As baterias do tipo níquel-cádmio realizam a conversão de energia elétrica em energia eletroquímica, por meio de um processo de oxidação-redução que consiste na transferência de eletrões entre um cátodo de hidróxido de níquel e um ânodo de cádmio metálico, através de um eletrólito alcalino [3] [9]. As suas caraterísticas técnico-económicas são referidas na Tabela 2.14.

Tabela 2.14 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias NiCd [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
0.001-40	40-60	60-91	min-h	20 ms

Caraterísticas económicas		
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Tempo de vida [anos]
350-1000	200-1000	15-20

Estas baterias apresenta um número elevado de ciclos de carga/descarga, assim como uma necessidade reduzida de manutenção, apresentando um custo relativamente baixo. Apresentam também grande flexibilidade de dimensionamento e um tempo de vida superior às baterias do tipo Pb-ácido. Apesar disso, estas baterias já foram banidas em muitos países da União Europeia, por serem constituídas por cádmio - um material considerado tóxico e prejudicial à saúde. Também apresentam uma taxa de auto descarga apreciável, pelo que não são consideradas uma solução eficiente, no que diz respeito a uma utilização a longo prazo. Realça-se ainda que a sua eficiência diminui com o número de descargas. A sua utilização primária é realizada ao nível das reservas girantes e regulação de tensão e frequência [3].

Baterias de Iões de Lítio

O modo de funcionamento destas baterias assenta num processo de oxidação-redução entre o elétrodo positivo, composto por óxido metálico de lítio, e o elétrodo negativo, constituído por grafite. Assim, os iões de lítio movem-se do elétrodo positivo para o elétrodo negativo, durante o carregamento, e efetuam o movimento inverso aquando da descarga [9]. Estes equipamentos são, atualmente, associados ao conceito de *second life batteries*, o que implica que podem ser reutilizados em novas aplicações, depois de atingirem o seu fim de vida numa dada utilização. Destaca-se como uma das principais utilizações primárias das baterias de iões de lítio a sua integração em veículos elétricos. Estas tendem a degradar-se, isto é, a atingir 70-80% da sua capacidade original, após um período médio de 10 anos, sendo então retiradas desses veículos. É estimado que, com a crescente integração dos veículos elétricos,

em 2020 se encontre disponível um número elevado de baterias nestas condições. Esta característica permite diminuir o custo destes dispositivos, contrariando um dos seus inconvenientes principais [3] [10].

Tabela 2.15 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias de íões de lítio [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
0.001-40	75-250	83-100	min-h	20 ms

Caraterísticas económicas			
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Custo de manutenção [€/kW/ano]	Tempo de vida [anos]
700-3000	200-1800	9-22	5-20

Destaca-se a *performance* deste tipo de bateria, pela sua elevada eficiência, número elevado de ciclos de carga/descarga, assim como o alto valor de densidade de energia e potência, em contraste com as restantes baterias mencionadas. Aponta-se, contudo, o baixo tempo de vida e a fraca disponibilização de reservas de lítio com as condições necessárias para a aplicação em baterias. Como já foi referido, uma das suas principais áreas de aplicação é a utilização integrada em veículos elétricos, assim como em reserva girante e regulação de tensão e frequência [3].

É esperada uma descida do valor destes equipamentos durante os próximos anos. Na Tabela 2.16, apresenta-se o preço registado para este equipamento, no presente ano - valor que se irá considerar neste trabalho - e o preço previsto para 2030.

Tabela 2.16 - Preço atribuído às baterias de íões de lítio em 2017 e estimado para 2030 [1].

Custo de investimento energia [€/kWh]	
2017	2030
250	150

Tabela 2.17 - Comparação do desempenho das baterias convencionais para diferentes períodos de armazenamento [1].

	Tipo de armazenamento	Duração	Pb-ácido	Níquel-cádmio	lões de lítio
Armazenamento de rápida atuação	Qualidade da onda	<1s	3	3	1
	Estabilidade do sistema	1-15s	2	1	1
Armazenamento de energia	Diário	6h	1	2	1
	Semanal	30-40h	2	3	3
	Mensal	168-720h	3	3	3
	Sazonal	≥720	3	3	3
Aplicações de potência		15-60s	1	1	1

1: muito apropriado

2: pouco apropriado

3: não apropriado

2.3.10 Volantes de Inércia

Estes dispositivos permitem a conversão de energia elétrica em energia cinética através da rotação de um disco maciço acionado por uma máquina elétrica, funcionando como motor para armazenar energia ou como gerador para a fornecer. De uma forma simples, os volantes de inércia recorrem a energia elétrica para alimentar um motor, acelerando o rotor até uma velocidade elevada. Este mantém-se em movimento até que haja necessidade de produzir eletricidade. Nessas situações, a energia cinética, associada à sua rotação, é convertida em energia elétrica com o auxílio de um gerador. É prioritário eliminar ao máximo as perdas por atrito e, por isso, estes equipamentos encontram-se isolados num sistema a vácuo e suspensos por chumaceiras mecânicas ou eletromagnéticas [3].

Existem dois tipos de volantes de inércia: metálicos e de materiais compostos como fibra de carbono. Os volantes metálicos são relativamente lentos, ficando abaixo das 10 000 rpm e, muitas vezes, correspondem a sistemas em que o volante se encontra em levitação magnética, permitindo compensar o seu peso. São sistemas mais simples de um ponto de vista tecnológico e a sua utilização primária está associada a aplicações estacionárias, em que o peso não representa um obstáculo. Os volantes que utilizam materiais compostos são mais rápidos, podendo atingir velocidades de 50 000 rpm, devido aos seus materiais que oferecem grande resistência mecânica, mas baixa densidade. O elevado custo deste tipo de volante e a

dificuldade de fabrico, tornam o seu uso restrito a aplicações que requerem energia mais reduzida, nas quais o preço do sistema não é um problema. Quando se pretende obter um valor de energia mais elevado por unidade de volume, a melhor solução passa por recorrer a metais como o aço, mantendo-se tão eficaz como a fibra de carbono, tornando-se muito mais económico [1].

Tabela 2.18 - Características técnico-económicas do armazenamento através de volantes de inércia [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
0.002-20	5-130	80-95	<1h	s

Caraterísticas económicas		
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Tempo de vida [anos]
100-300	1000-3500	15-20+

Esta tecnologia não produz emissões consideráveis e, durante o modo normal de funcionamento os níveis de ruído produzidos são relativamente reduzidos. As suas principais vantagens passam pela elevada densidade de potência e elevado número de ciclos de carga/descarga. Contudo, os seus valores de auto descarga diária são considerados altos, por consequência das perdas por atrito, podendo atingir os 100%/dia, caso não se faça uso das chumaceiras eletromagnéticas, o que permite reduzir os valores de auto descarga diária no máximo para 20%. Por este motivo, é uma solução muito eficiente apenas para curtos períodos de armazenamento. Junta-se ainda a reduzida densidade de energia, os elevados custos e as questões de segurança relacionadas com a alta velocidade de funcionamento e resistência dos materiais. Pelas características técnico-económicas que apresenta, as suas principais áreas de aplicação são a regulação e estabilização de frequência e tensão, decorrentes da presença de fontes renováveis com recurso primário intermitente e em *smart-grids*, sobretudo em sistemas isolados com integração de renováveis, como ilhas e, como mencionado, o armazenamento rápido de energia [3] [11].

2.3.11 Baterias de Elevada Temperatura

Esta tecnologia está associada a baterias de sal fundido. Estas são compostas por um eletrodo de sódio e o seu princípio de funcionamento assenta num processo de migração de iões de sódio e eletrões entre os eletrodos positivos e negativos, gerando uma corrente elétrica num circuito externo resultado do fluxo dos mesmos. Existem dois tipos de baterias de elevada temperatura: baterias do tipo NaS e baterias do tipo NaNiCl₂ ou ZEBRA.

As baterias de elevada temperatura do tipo NaS apresentam vantagens que passam pela sua elevada eficiência, rápida resposta e alta densidade de potência, quando comparadas com outros tipos de baterias e um custo estável dos materiais que as compõem. Contudo, esta tecnologia levanta questões de segurança relacionadas com a corrosão e possível inflamação do enxofre e com as altas temperaturas de operação. Outra preocupação diz respeito à perda de rendimento se os períodos de armazenamento forem longos, bem como elevados custos de manutenção [3].

Tabela 2.19 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias de elevada temperatura NaS [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
0.5-50	150-240	75-90	min-h	20 ms

Caraterísticas económicas			
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Custo de manutenção [€/kW/ano]	Tempo de vida [anos]
700-2000	200-900	17-44	10-20

Pelas características que apresenta, a sua principal área de aplicação está associada ao fornecimento de serviços de energia de reserva enquanto outras unidades de produção são ligadas [3].

As características técnico-económicas de baterias do tipo ZEBRA são apresentadas na Tabela 2.20.

Tabela 2.20 - Características técnico-económicas do armazenamento em baterias de elevada temperatura ZEBRA [3].

Caraterísticas técnicas				
Capacidade de armazenamento [MW]	Densidade de energia [Wh/kg]	Eficiência total [%]	Duração de descarga	Tempo de resposta
0.001-1	125	90	min-h	20ms

Caraterísticas económicas			
Custo de investimento potência [€/kW]	Custo de investimento energia [€/kWh]	Custo de manutenção [€/kW/ano]	Tempo de vida [anos]
100-200	70-150	17-44	10-14

Estas baterias apresentam valores vantajosos de densidade de energia, de custos de investimento e de eficiência no processo de carga e descarga. Outra grande vantagem desta tecnologia está associada ao facto de ser 100% reciclável. Por outro lado, o seu valor de densidade de potência é baixo quando comparada com outras baterias. Outra característica que as favorece é a baixa necessidade de manutenção [12].

Tabela 2.21 - Comparação do desempenho das baterias de elevada temperatura para diferentes períodos de armazenamento [1].

	Tipo de armazenamento	Duração	NaS	ZEBRA
Armazenamento de rápida atuação	Qualidade da onda	<1s	2	3
	Estabilidade do sistema	1-15s	1	1
Armazenamento de energia	Diário	6h	1	1
	Semanal	30-40h	1	1
	Mensal	168-720h	2	2
	Sazonal	≥720	3	3
Aplicações de potência		15-60s	1	1

1: muito apropriado

2: pouco apropriado

3: não apropriado

2.4 Níveis de disponibilidade tecnológica, regulatória e de mercado

Para complementar a caracterização de cada uma das tecnologias de armazenamento apresentadas, recorreu-se aos índices de disponibilidade tecnológica, regulatória e de mercado: TRL, RRL e MRL, respetivamente. A atribuição destes níveis teve em conta o impacto destas tecnologias a nível mundial bem como o grau de maturidade de cada tecnologia, a existência de mecanismos regulatórios mais ou menos desenvolvidos para enquadrar a sua instalação e o grau de disponibilidade de cada uma delas no mercado. De seguida, é apresentada a definição de cada nível, bem como o significado dos valores que lhe podem ser atribuídos [3].

2.4.1 TRL - *Technology Readiness Level*

Este indicador, tal como o nome indica, diz respeito ao nível de maturidade da tecnologia que caracteriza. Este é comumente utilizado por empresas tanto do setor privado como público, e pode tomar um valor entre 1 e 9, sendo que 1 é atribuído a um sistema ainda no início da sua investigação e 9 a um sistema maduro largamente disseminado [3] [13].

Tabela 2.22 - Níveis do indicador TRL [3].

1	Investigação inicial relativa a princípios básicos observados
2	Investigação aplicada que permite desenvolver a tecnologia e suas aplicações
3	Em fase de avaliação quanto à sua exequibilidade a partir de provas experimentais
4	Validação da tecnologia em ambiente controlado
5	Validação da tecnologia em ambiente industrial controlado
6	Demonstração da tecnologia em ambiente industrial controlado
7	Demonstração em ambiente real através de um protótipo
8	Validação do sistema
9	Tecnologia em fase de produção competitiva

2.4.2 MRL - *Market Readiness Level*

O nível MRL fornece informação relativa à capacidade de receção de uma tecnologia em ambiente de mercado. Ao contrário do TRL, este é um indicador recente e ainda se encontra em desenvolvimento, podendo ser referido por outras denominações. Permite tirar conclusões

acerca do interesse de empresas e consumidores sobre essa tecnologia. Tem ainda em consideração o seu potencial de penetração num dado mercado, considerando as suas características críticas, preço e disponibilidade do consumidor para pagar esse valor [3].

Tabela 2.23 - Níveis do indicador MRL [3].

1	Identificação de necessidade de mercado
2	Identificação de necessidade específica
3	Identificação dos requisitos a satisfazer
4	Quantificação da dimensão do produto no mercado
5	Transposição dos requisitos para o produto
6	Aquisição de sistemas laboratoriais
7	Aquisição de sistemas experimentais
8	Aquisição de sistemas comerciais por encomenda
9	Aquisição do produto em massa

2.4.3 RRL - *Regulation Readiness Level*

Este indicador permite caracterizar o grau de adequação das disposições regulatórias ou legais de modo a acolher e permitir disseminar uma nova tecnologia. Tal como o MRL, trata-se de um índice inovador, sendo já utilizado no setor financeiro, auxiliando na projeção de estratégias de gestão de investimentos [3].

Tabela 2.24 - Níveis do indicador RRL [3].

1	Identificação de mecanismos regulatórios num dado mercado
2	Identificação de mecanismos regulatórios para uma dada tecnologia
3	Identificação de parceiros de mercado empenhados na regulação de um dado mercado
4	Definição do âmbito de regulação
5	Criação de um projeto-piloto para nivelamento de estratégias de regulação
6	Adaptação do produto ao ambiente regulatório
7	Primeira fase regulatória
8	Segunda fase regulatória
9	Mercado regulado

2.4.4 Classificação das tecnologias de armazenamento

A Tabela 2.25 permite comparar o estado de disponibilidade tecnológica, regulatória e de mercado das várias tecnologias abordadas, durante o ano de 2015 e a evolução do seu TRL para o ano de 2017.

Tabela 2.25 - Classificação das tecnologias de armazenamento face ao TRL, MRL e RRL nos anos de 2015 e 2017.

Sistema de armazenamento		2015 [3]			2017 [1]
		TRL	MRL	RRL	TRL
Bombagem		9	9	7	9
Ar comprimido		8	8	4	-
Armazenamento Térmico	CSP	6	3	4	9
	DH	5	3	4	8-9
<i>P2G</i>		3	7	5	4-5
Hidrogénio	Sistema	3	7	5	4-5
	<i>Fuel Cells</i>	5	5	4	8-9
Supercondensadores		3	1	1	5-6
Supercondutores magnéticos		4	6	1	6
Baterias de fluxo regenerativo	VRB	5	4	5	6-7
	ZnBr	5	4	5	6-7
Baterias Convencionais	Pb-ácido	8	7	7	8-9
	NiCd	6	7	7	8-9
	lões de lítio	8	4	5	7-8
Volantes de inércia		8	8	4	9
Baterias de elevada temperatura NaS		8	7	5	-

Bombagem

A bombagem hídrica encontra-se entre os sistemas mais eficientes e flexíveis de armazenamento de grande escala disponíveis hoje em dia, tratando-se, sem dúvida, da tecnologia abordada mais madura. Representa atualmente 99% da capacidade de armazenamento na rede elétrica europeia [1].

Esta é uma tecnologia amplamente instalada, com aplicações em todos os continentes, tendo especial relevo na América do Sul e em África, estando contudo dependente da geografia local. Esta pode ser aplicada a centrais hidroelétricas já existentes, apresentando boas perspectivas de crescimento, apesar dos seus altos custos de instalação. Preveem-se ainda

melhoramentos dos materiais usados e aumento da eficiência das turbinas, assim como redução dos custos [3] [14].

Ar Comprimido

Este é uma tecnologia utilizada há mais de 20 anos, existindo atualmente apenas duas instalações ativas. Uma destas instalações localiza-se em Hunfort, na Alemanha, com capacidade de 320 MW e outra encontra-se no Alabama, EUA, com capacidade de 110 MW, ambas envolvendo queima de combustíveis fósseis (gás natural), no processo de geração de energia elétrica. Apesar disso, estão previstas novas instalações nomeadamente no Japão, EUA, África do Sul e Israel.

Atualmente, o foco encontra-se no desenvolvimento de um sistema de compressão de ar que não dependa de combustíveis fósseis. Pretende-se, para isso, recorrer ao calor gerado durante o processo de compressão, usando-o, posteriormente, no processo de expansão. Este projeto de armazenamento de grande escala começou a ser desenvolvido em 2010. Contudo, foi interrompido devido a falta de clareza no que toca à sua viabilidade económica e de negócio. Entretanto, foi desenvolvido um projeto com base na mesma tecnologia, mas de pequena escala, que permite substituir baterias químicas em algumas aplicações. O número de projetos de demonstração a decorrer indica que esta tecnologia se encontra disponível, apesar de a sua implementação requerer ainda alguma maturidade de mercado e melhorias ao nível da sua eficiência [1] [3] [7].

Armazenamento Térmico

Existem atualmente diversas centrais CSP em operação, havendo outras em processo de construção, em Espanha e nos EUA, com capacidades na ordem das centenas de MW. Trata-se de uma tecnologia promissora.

O DH é um conceito utilizado na Europa já desde o século XIV, sendo que um sistema DH geotérmico continua ativo em França, desde então. Mantém-se atualmente bastante utilizado nos países do Norte da Europa, como é o caso da Suécia onde foi instalado em 2000 um sistema com capacidade de 40 TWh, que representa mais de metade da capacidade de aquecimento deste país [15]. Também em Portugal foi recentemente imposta a obrigação de instalação de coletores solares térmicos, nas novas residências. Trata-se então de uma tecnologia madura e largamente disponível, com especial destaque no setor residencial, mas também para redes de distribuição de calor a nível regional, para AQS (Água Quente Solar) e climatização de edifícios, ou a nível industrial para aumento da eficiência de processos. Estima-se que em 2030 possa ser utilizada como um recurso adicional em termos de *demand-response* nas *smart-grids*, permitindo aumentar a eficiência e reduzir os custos de produção e distribuição de calor

quando acoplada com renováveis, especialmente solar e, tudo isto, com nível zero de emissões. Para isso será, contudo, necessário reduzir as perdas térmicas associadas ao processo, permitindo um armazenamento temporal elevado [3].

Muitas tecnologias de armazenamento sob a forma de calor sensível foram desenvolvidas há décadas, especialmente no que diz respeito a armazenamento de pequena escala de água a baixa temperatura, armazenamento térmico sob a forma de calor solar ou armazenamento de grande escala como o *district heating*. Existem menos exemplos no que respeita ao armazenamento a alta temperatura. A solução mais comum é o armazenamento de sal fundido, que permite absorver energia elétrica produzida em unidades fotovoltaicas. Contudo, não são muito comuns noutras aplicações e não estão comercialmente disponíveis.

O desenvolvimento do armazenamento sob forma de calor latente, depende largamente das suas temperaturas de operação. A maioria destes sistemas recorre ao armazenamento de baixa temperatura, já existindo soluções de sistemas de alta temperatura. Até à data, apenas foram construídos três protótipos de escala laboratorial de sistemas de armazenamento sob forma de calor latente de alta temperatura, capazes de separar a potência de carregamento/descarregamento térmico da capacidade e condição de carga do armazenamento. No futuro, estes sistemas com controlo de transferência de potência serão necessários para facilitar a integração em vários processos.

Atualmente, o armazenamento térmico sob forma química permanece largamente em investigação e em fase de desenvolvimento, como é o caso dos sistemas instalados baseados em reações químicas. Sistemas de sorção estão ligeiramente mais desenvolvidos, com a exceção de bombas térmicas de sorção que se encontram comercializáveis. Uma das principais razões para esta diferença está relacionada com o custo dos materiais [1].

Power to Gas

Durante os últimos 5 a 10 anos, esta tecnologia tem sido desenvolvida especialmente na Europa, devido à existência de uma rede de transporte de gás natural, e na América do Norte. Atualmente, os principais centros de investigação e desenvolvimento europeus encontram-se na Alemanha, onde está em construção uma instalação piloto, França, Reino Unido e Itália. Foram feitos também menores investimentos em países como a Holanda, Suíça, Áustria, mas também no Canadá e EUA.

Sistemas baseados nesta tecnologia encontravam-se, em 2015, num estado inicial do seu desenvolvimento, com projetos piloto e de demonstração implementados ou delineados, em diferentes dimensões. Estes dispositivos apresentam vantagens sobre outras tecnologias de armazenamento, como a possibilidade de armazenamento a longo prazo e a capacidade de armazenar grandes quantidades de energia, fazendo desta uma solução mais eficiente e flexível. Esta é considerada por muitos especialistas, como sendo uma das soluções de

armazenamento mais promissoras, no que diz respeito ao armazenamento de longa duração [3] [16].

Hidrogénio

Os especialistas nesta área, consideram que esta é uma solução tecnológica com um papel importante no futuro dos sistemas elétricos de energia. Atualmente, as *fuel cells* são aplicáveis em todo o mundo, e os sistemas baseados em hidrogénio apresentam o seu maior potencial ao nível da Europa [3].

Várias empresas europeias e americanas oferecem soluções integradas de hidrogénio, para o fornecimento de energia elétrica a pequenas regiões isoladas ou ilhas. Desde 2000, têm sido desenvolvidos projetos de demonstração tanto na Europa como nos EUA. Uma tecnologia *standard* é o armazenamento em larga escala de hidrogénio, em cavernas de sal. Até à data encontram-se em operação duas destas cavernas no estado americano do Texas, e uma terceira está em construção. Também no Teesside, no Reino Unido, encontram-se em funcionamento três cavernas de sal mais antigas [17].

Supercondensadores

Estes equipamentos começaram a ser usados em aplicações de nicho em 1980. Encontram-se agora largamente disponíveis a nível comercial, em autocarros híbridos e outras aplicações na indústria automóvel. No que diz respeito à sua utilização em sistemas da rede elétrica, encontram-se ainda na fase demonstração/projeto-piloto. Trata-se de uma tecnologia de custo muito elevado e, por esse motivo, não é atualmente comercializada, mas considera-se o seu potencial de aplicação em qualquer zona geográfica. Os LCAP encontram-se em desenvolvimento há quase uma década e a sua fase piloto é prevista para os próximos anos, tanto no setor dos transportes, como em aplicações na rede elétrica [1] [3].

Supercondutores magnéticos

Os supercondutores magnéticos tiveram a sua primeira aparição e experimentação na rede durante as décadas de 70 e 80. Todavia, encontram-se ainda na sua fase primária de investigação. Apesar da necessidade de desenvolvimentos consideráveis a fim de demonstrar o seu potencial económico, esta tecnologia é considerada promissora pelas suas características técnicas e atendendo à perspetiva da descida do seu custo.

Desde 2011, encontram-se em operação no Japão três unidades de SMES de baixa temperatura, que permitem fazer o controlo da tensão de clientes industriais críticos. Devido

aos seus altos custos de funcionamento, esta tecnologia não foi ainda capaz de se inserir num mercado mais abrangente.

A combinação de SMES com outras tecnologias de armazenamento, tem estado sob investigação, não tendo ainda ultrapassado a prova de conceitos em conjunto com pequenas experiências laboratoriais. De qualquer forma, trata-se de uma solução com potencial, por combinar os benefícios dos SMES com uma larga capacidade de armazenamento [1] [3].

Baterias de fluxo regenerativo

As baterias de fluxo regenerativo mais maduras são as VRB. No que diz respeito às baterias ZnBr, encontram-se ainda numa fase de teste de unidades comerciais, [13] enquanto outros tipos destas baterias se apresentam numa fase ainda embrionária. Têm sido conduzidas pesquisas no sentido de aumentar a densidade de energia, melhorar a performance da membrana que controla a passagem de iões, reduzir custos e melhorar o *design* das mesmas, reduzindo o espaço por elas ocupado [18].

Os principais produtores deste segmento encontram-se nos EUA e na Ásia. Estes incluem a *Prudent Technologies* (China e EUA), responsável pelo projeto e fabrico de baterias Vanadium-redox; a *ZBB Energy* (EUA), sendo a única empresa que comercializa baterias de fluxo ZnBr; e a *EnStorage* (Israel), que comercializa baterias de fluxo de baixo custo, com base numa tecnologia H₂-Bromo. Alguns projetos de demonstração de baterias de fluxo incluem uma instalação na Ilha de *Gomera*, nas Canárias, Espanha, no parque eólico *Sorne Hill*, na Irlanda e no *Riso Research Institute*, na Dinamarca [18] [19].

Baterias Convencionais

Atualmente, o mercado das baterias convencionais de armazenamento é pequeno, mas prevê-se a sua expansão com o aumento da necessidade de uma rede mais flexível. O mercado é dominado pelas baterias Pb-ácido, mas as baterias de iões de lítio apresentam a maior taxa de crescimento, nomeadamente devido ao número crescente de veículos elétricos.

As baterias Pb-ácido são uma das formas mais populares e antigas de armazenamento energético. Trata-se de uma tecnologia madura, com sistemas em operação e em fase de projeto, um pouco por todo o mundo. Destaca-se a situação alemã, em que é incentivado o armazenamento doméstico para absorção do excedente criado pela micro-geração, nomeadamente eólica e fotovoltaica.

O armazenamento através de baterias níquel-cádmio corresponde a uma tecnologia madura, mas que se encontra em decréscimo devido aos elevados níveis de toxicidade

presentes no cádmio. Atualmente, podem encontrar-se estes sistemas em operação e em fase de projeto nos continentes Africano e América do Norte.

As baterias de íões de lítio são maioritariamente utilizadas em equipamentos informáticos e de transportes. No que diz respeito ao armazenamento de energia elétrica em rede, são poucos os casos em fase de demonstração mas, tendo em consideração o crescimento do mercado de veículos elétricos, prevê-se que esta tecnologia seja também largamente implementada, sendo aplicável em todo o mundo [1] [3]. Destaca-se, em Portugal, o projeto MOBI.E, um sistema de carregamento de veículos elétricos no espaço público, que corresponde a uma interface entre estes e a rede [20].

Volantes de Inércia

Trata-se de uma tecnologia madura, completamente introduzida no mercado industrial. Contudo, alguns aspetos técnicos precisam ser melhorados, tanto no que diz respeito ao custo da produção como ao próprio equipamento, a fim de o tornar competitivo com outras soluções de armazenamento [1].

Os volantes de inércia existem há alguns séculos, sendo considerados como forma de armazenamento de energia, apenas há alguns anos. Trata-se, então, de uma tecnologia madura, com larga aplicação no mundo industrial e dos transportes. Podem considerar-se dois tipos de volantes de inércia: os de baixa velocidade, utilizados a nível mundial em diversas aplicações, e os de elevada velocidade, que se encontram ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento. Prevê-se que em 2030 esta tecnologia permita uma maior dimensão de armazenamento com o desenvolvimento de materiais mais resistentes e que permitam uma diminuição dos custos. Existem na Europa, nomeadamente em Portugal, e na América do Norte aplicações desta tecnologia em diversos casos associada a outras tecnologias para viabilizar o armazenamento de longa duração [3].

Baterias de Elevada Temperatura

Consideram-se dois tipos destas baterias: do tipo NaS e do tipo NaNiCl₂ ou ZEBRA.

Estima-se que a capacidade instalada atualmente de baterias do tipo NaS ronde os 316 MW a nível global, colocando esta tecnologia de armazenamento como a terceira mais difundida. Estas baterias têm sido cada vez mais utilizadas, resultado da sua alta eficiência, densidade de energia e número de ciclos de carga e descarga. Contudo, apresentam custos de investimento elevados e não são viáveis para armazenamento durante longos períodos por apresentarem valores de auto descarga diários elevados. São aplicadas comercialmente no

Japão e América do Norte em sistemas de grande armazenamento. Prevê-se que o seu crescimento atinja cerca de 60% até 2030 [3].

Até ao momento, as baterias do tipo ZEBRA têm sido primariamente usadas em aplicações estáticas pela sua necessidade frequente de carregamento, a fim de manter um intervalo de temperatura muito elevado de operação. Esta tecnologia poderá representar uma solução interessante no setor das entregas de mercadorias em ambiente urbano pela previsibilidade dos percursos a percorrer e respetivo período de autonomia necessário, recorrendo aos períodos de paragem para proceder ao carregamento das baterias, evitando a descida da sua temperatura. Com base neste conceito, têm sido desenvolvidos protótipos de autocarros elétricos e híbridos em algumas cidades da Europa, recorrendo a este sistema de armazenamento [12].

Capítulo 3

Desenvolvimento do modelo

O principal objetivo a atingir nesta dissertação corresponde ao desenvolvimento de uma aplicação computacional capaz de simular o efeito, no preço da eletricidade, da introdução na rede elétrica de baterias de lítio. O carregamento das baterias deve ocorrer durante o período da noite, em que os preços de mercado da eletricidade se apresentam mais baixos e a sua descarga deverá ser realizada durante o dia, nas horas em que preços se encontram mais altos. O modelo desenvolvido permite alterar o número de baterias consideradas, admitindo que a capacidade de cada uma será sempre de 1 MW. Por fim, a aplicação construída permite estimar as alterações consequentes nos preços do mercado diário do MIBEL.

Para este efeito descarregou-se do *website* do OMIE [21] as curvas de ofertas de venda e de compra de energia elétrica para cada hora do período a analisar e procedeu-se à sua translação, que resulta da introdução de uma nova proposta de compra ou de venda de energia durante os períodos de carga e descarga das baterias, respetivamente. Do ponto de vista gráfico, durante as horas de carga, a curva das ofertas de compra irá deslocar-se para a direita, isto é, no sentido positivo das abcissas e durante as horas de descarga, será a curva das ofertas de venda a deslocar-se no mesmo sentido. A translação das curvas corresponde à capacidade total instalada descontando a profundidade de descarga, dividida pelo número de horas de carga/descarga. Assume-se que o período de carga das baterias é de 5h, entre a 2h e as 6h, e o período de descarga é de 4h, entre as 19h e as 22h. Nas simulações realizadas assumiu-se ainda que a profundidade de descarga é de 20% e considerou-se desprezável a auto-descarga.

2.5 Linearização das curvas

Numa primeira fase procedeu-se à construção de um modelo simplificado, que decorre da linearização das curvas de oferta de venda e de compra de energia elétrica. Depois de desenhadas as curvas para uma hora de um dado dia, identificaram-se três pontos:

- ponto da curva das ofertas de venda com ordenada zero e maior abscissa, ponto A;
- último ponto da curva das ofertas de compra com a maior ordenada, ponto B;
- ponto de interseção das duas curvas que corresponde à energia despachada e ao preço de mercado, ponto C.

Tomando como exemplo ilustrativo as curvas de compra e venda referentes à hora 1 do dia 4 de novembro de 2017, apresentadas na Figura 3.1, os pontos referidos são os seguintes: A (14038.6;0), B (18226.2;180.3), C (23445.6;55.00).

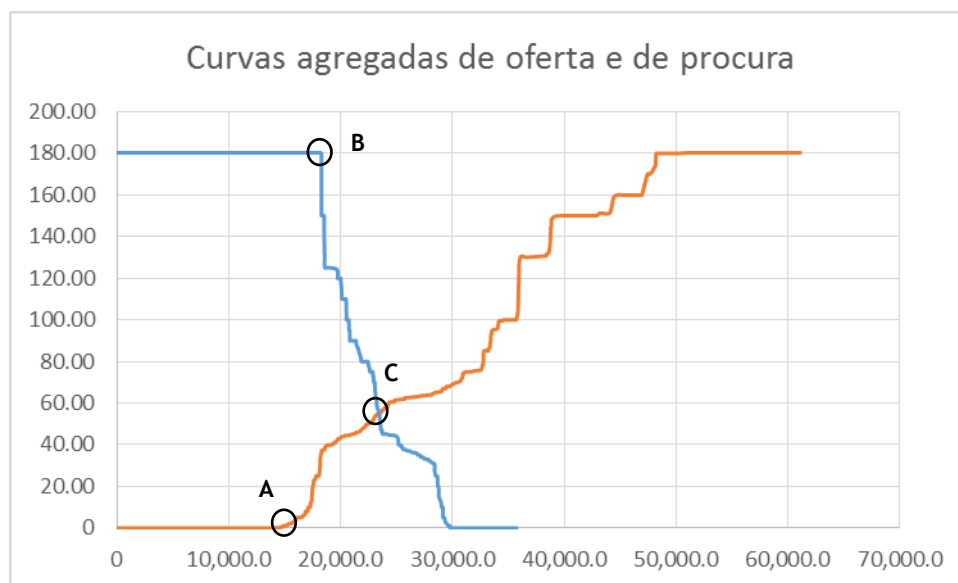


Figura 3.1 - Curvas agregadas de oferta e procura da hora 2 do dia 4 de novembro de 2017.

Depois de identificados os três pontos referidos e ilustrados da Figura 3.1, procedeu-se à linearização das curvas das ofertas de compra e de venda e obtenção das respetivas equações tal como se ilustra da Figura 3.2.

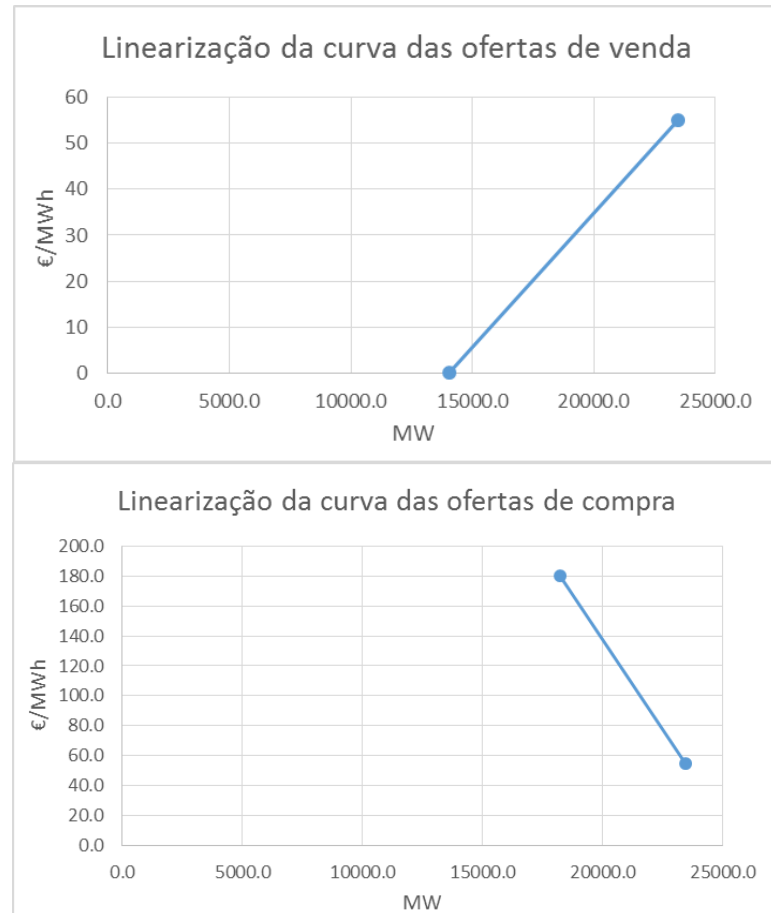


Figura 3.2 - Linearização das curvas para a hora 2 do dia 4 de novembro de 2017.

Função da oferta de venda:

$$y = 0.0058x - 82.0796 \quad (3.1)$$

Função da oferta de compra:

$$y = -0.0240x + 617.8489 \quad (3.2)$$

Durante a segunda hora do dia as baterias encontram-se a carregar. Assim, para determinar a influência de 1000 baterias de 1 MW cada, admitindo as condições anteriormente especificadas, procedeu-se à translação da função das ofertas de compra de 160 MW sob o eixo das abcissas. Deste modo, a nova função da oferta de compra será dada por (3.3) admitindo que o declive da reta (3.2) não se altera. Nestas condições, a nova reta manterá o declive de

(3.2) e o ponto B passa a ser dado por (18386.2;180.3). A abcissa do novo ponto resulta da soma de 160 MW à abcissa do ponto B inicial.

$$y = -0.0240x + 621.69 \quad (3.3)$$

Utilizando esta nova função, a determinação do novo preço de mercado é realizada através da interseção da curva das proposta de venda com a nova curva das proposta de compra, traduzida pelo sistema de equações (3.4) e (3.5).

$$\left\{ \begin{array}{l} y = 0.0058x - 82.0796 \\ y = -0.0240x + 621.69 \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} (3.4) \\ (3.5) \end{array}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} x = 23574.26 \\ y = 55.75 \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} (3.6) \\ (3.7) \end{array}$$

Pode verificar-se que o preço durante esta hora sobe ligeiramente, do valor inicial de 55.00 €/MWh (ordenada do ponto que corresponde à interseção das curvas) para 55.75 €/MWh (3.7).

Repetiram-se os mesmos cálculos para a hora 19 do mesmo dia. Durante este período as baterias encontram-se em descarga, pelo que será a função que representa a curva das vendas a ser transladada de 200 MW, atendendo ao período de descarga de 4h indicado inicialmente.

- ponto A(13118.5; 0);
- ponto B(21016.0; 180.3);
- ponto C(26868.6; 60.51).

Considerando os pontos A e C, por um lado, e os pontos B e C por outro, a Figura 3.3 apresenta as curvas das ofertas de venda e de compra linearizadas para a hora 19 do dia 4 de novembro de 2017.

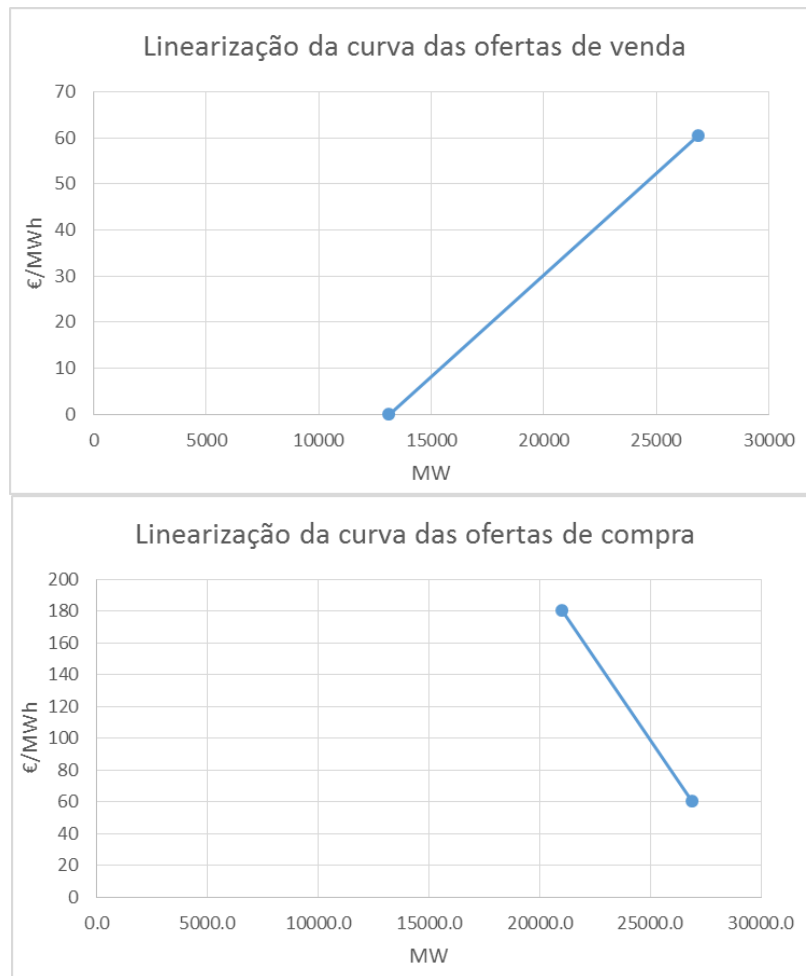


Figura 3.3 - Linearização das curvas para a hora 19 do dia 4 de Novembro de 2017.

Função da oferta de venda:

$$y = 0.0044x - 57.7305 \quad (3.8)$$

Função da oferta de compra:

$$y = -0.0205x + 610.4518 \quad (3.9)$$

Nova função da oferta de venda:

$$y = 0.0044x - 58.6107 \quad (3.10)$$

Resultado da resolução do sistema de equações:

$$\begin{cases} x = 26903.99 & (3.11) \\ y = 59.7856 & (3.12) \end{cases}$$

Como esperado, durante os períodos de cheia ou de ponta, em que as baterias se encontram em descarga, o preço desce ligeiramente. O preço inicial de 60.51 €/MWh (ordenada do ponto C) desceu para 59.7856 €/MWh, como indicado em (3.12). Na Secção 3.3 serão comparados os resultados obtidos com os resultados produzidos, sem recorrer à linearização das curvas.

2.6 Descrição do modelo implementado

A fim de minimizar erros resultantes do processo de linearização descrito na secção anterior, optou-se por trabalhar com os dados na sua forma original e, portanto, com as curvas das ofertas de compra e venda tal como são apresentadas no *website* do OMIE [21]. A Figura 3.4 apresenta as curvas agregadas de compra e venda de energia referentes à hora 2 do dia 4 de novembro de 2017.

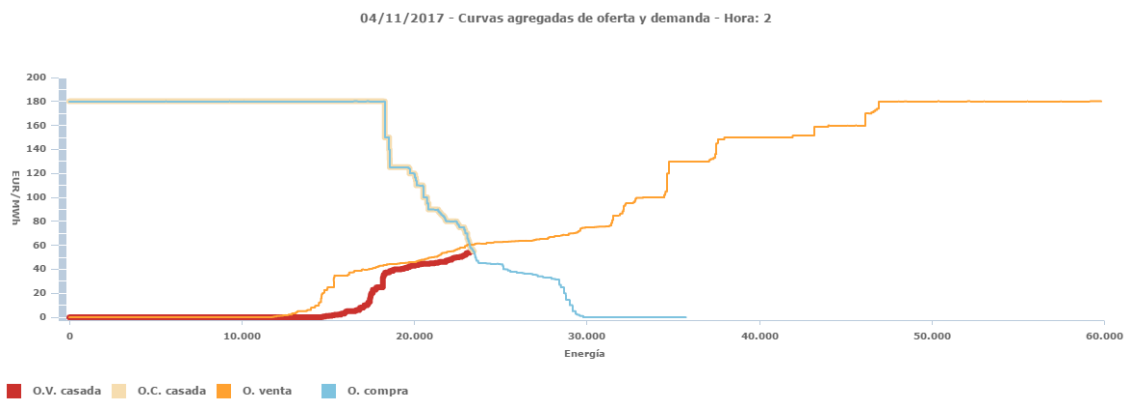


Figura 3.4 - Curvas agregadas de oferta e demanda para a hora 2 do dia 4 de novembro de 2017 [21].

Para este efeito, adotou-se a Função de Benefício Social, que corresponde à área entre as curvas de compra e venda e que pode ser calculada pela maximização da diferença das áreas determinadas por cada uma das curvas até ao eixo horizontal (3.13), respeitando algumas restrições. Deve garantir-se que a energia de cada proposta casada respeita os limites dessa

oferta e é sempre um valor positivo (3.14) (3.15). É ainda fundamental que a energia despachada das propostas de venda seja igual à despachada das ofertas de compra (3.16).

Função de Benefício Social:

$$\max Z = \sum_{i=1}^{N_D} C_{Di}^{of} P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_G} C_{Gj}^{of} P_{Gj} \quad (3.13)$$

Restrições:

$$0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{of} \quad (3.14)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (3.15)$$

$$\sum_{i=1}^{N_D} P_{Di} = \sum_{j=1}^{N_G} P_{Gj} \quad (3.16)$$

Nesta formulação:

N_D - número de ofertas de compra;

N_G - número de ofertas de venda;

C_{Di}^{of} - preço da oferta de compra i;

C_{Gj}^{of} - preço da oferta de venda j;

P_{Di} - energia da oferta de compra i despachada;

P_{Gj} - energia da oferta de venda j despachada;

P_{Di}^{of} - energia da oferta de compra i;

P_{Gj}^{of} - energia da oferta de venda j;

Recebidas as propostas de compra e venda de energia, o Operador de Mercado procede à sua organização por preço crescente no caso das ofertas de venda e preço decrescente no caso das ofertas de compra, construindo curvas agregadas de ofertas de venda e de compra. O Preço de Mercado e quantidade de energia negociada são obtidos pela interseção das duas curvas. As propostas à direita deste ponto não serão despachadas, uma vez que não existem ofertas de compra cujo preço seja superior ou igual ao preço das ofertas de venda. A área entre as curvas corresponde ao Benefício Social e, tal como se vê na Figura 3.5, pode ser dividida em duas áreas que dizem respeito ao excesso dos consumidores - a área a amarelo, e o excesso dos produtores - a área a vermelho. Este excesso resulta da diferença do valor entre a proposta feita pelos produtores e consumidores e o preço a que essa energia foi vendida/comprada, traduzindo-se num benefício para ambas as partes, tal como o nome da função indica.

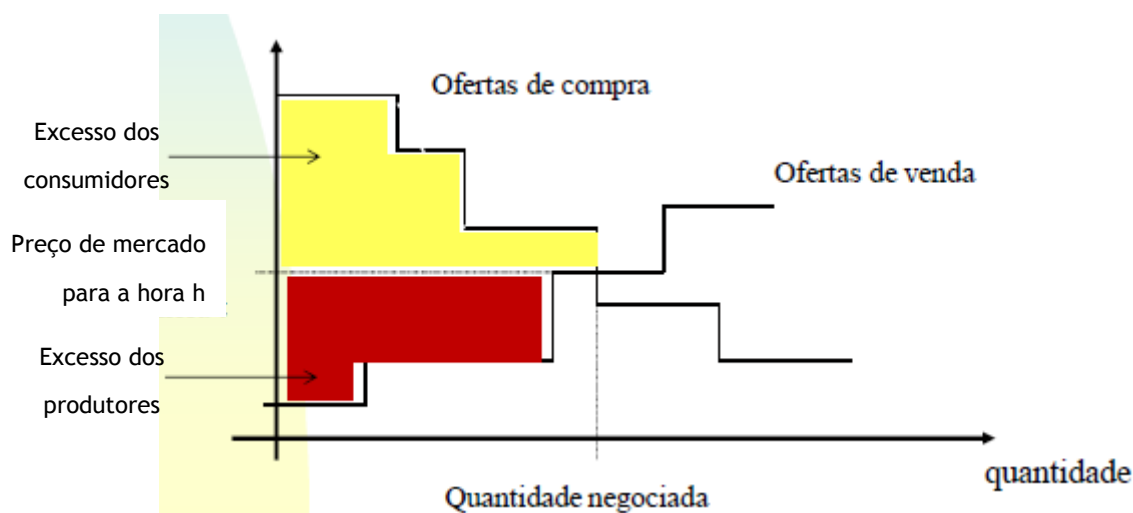


Figura 3.5 - Representação gráfica da função de Benefício Social [22].

A partir da informação disponibilizada pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia relativa às propostas apresentadas para cada hora a analisar, determinou-se o preço de mercado, que corresponde ao impacto na função objetivo devido ao aumento da carga em mais uma unidade (1 MW). Este preço corresponde à variável dual da restrição de igualdade (3.16) e fica disponível após obter a solução ótima deste problema.

Sendo que até este ponto apenas se consideram as propostas casadas, foi necessário incluir a restante informação relativa às propostas não casadas, a fim de completar uma das curvas. Nas horas de vazio foi construída a curva completa para as propostas de venda, e nas horas cheias ou ponta foi construída a curva completa para as propostas de compra. Desta forma, garante-se que, ao ser incluída uma nova proposta de compra/venda correspondente à carga/descarga das baterias, seja possível a interseção das curvas.

Para proceder à extensão da curva agregada das vendas foi necessário considerar a última proposta a ser despachada, analisando se toda a sua capacidade foi casada e, caso contrário, introduzindo-se uma proposta para a diferença das capacidades, ao preço de mercado. A sua construção segue com as restantes ofertas com preço superior ao de mercado. Este procedimento encontra-se ilustrado na Figura 3.6.

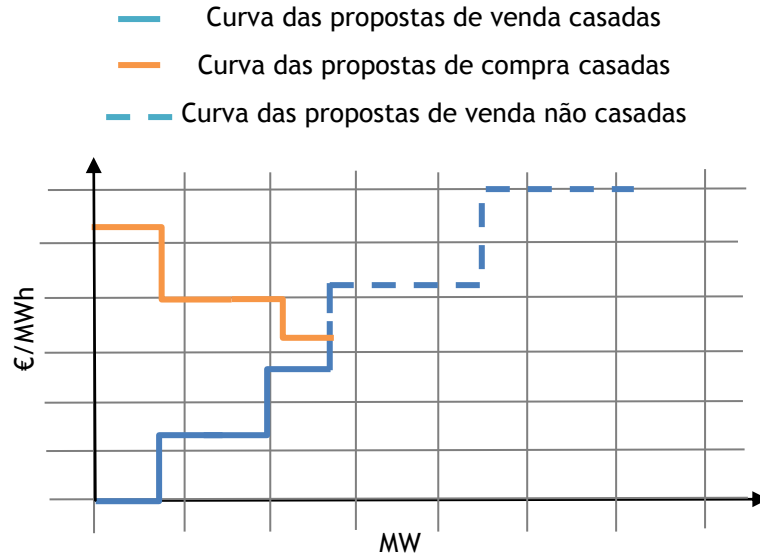


Figura 3.6 - Complemento da curva de propostas de venda casadas com as propostas de venda não casadas.

O complemento da curva de propostas de venda é necessário para garantir que, quando se procede à translação da curva de propostas de compra, estas se intersetem num ponto. Esse ponto corresponde ao novo preço de mercado, quando considerada uma determinada capacidade de baterias.

Seguidamente, foram introduzidas novas propostas correspondentes à energia a comprar em algumas horas para carregar as baterias e à energia a vender noutras horas para simular o seu descarregamento. Durante as horas de descarga são afetadas as propostas de venda e, durante as horas de carregamento, são afetadas as propostas de compra. Do ponto de vista gráfico, nas horas de carregamento, é introduzido um novo segmento ao preço correspondente da proposta de preço mais elevado que foi despachada e cuja amplitude é dada pela variável capacidade. Nas horas de descarregamento é introduzido um novo segmento com preço zero. A variável capacidade, tal como mencionado anteriormente, está dependente do número de baterias consideradas, da profundidade de descarga percentual (*DoD*) e do número de hora de carregamento/descarregamento.

$$capacidade = \frac{(n^{\circ}baterias * 1 MW) * (1 - \frac{DoD}{100})}{n^{\circ} horas de carregamento/descarregamento} \quad (3.17)$$

Este processo encontra-se ilustrado na Figura 3.7 para uma hora de carregamento, em que é possível verificar a introdução de uma nova proposta de compra na curva agregada das compras.

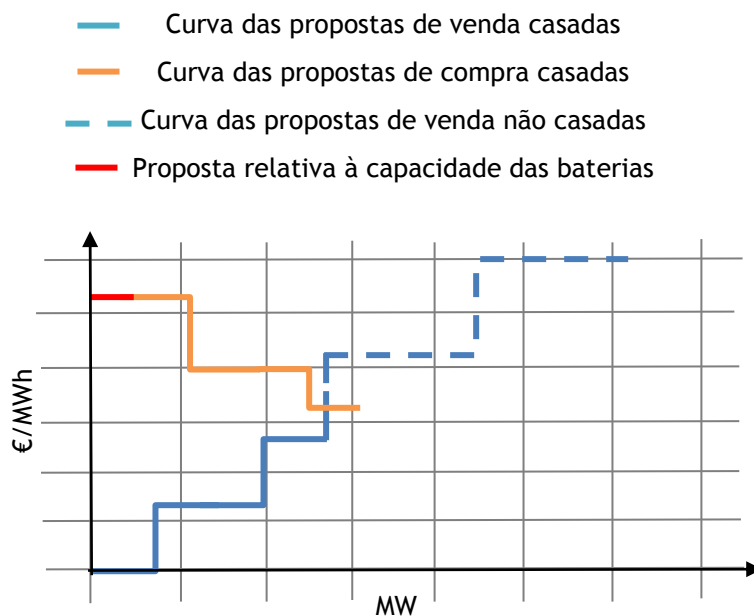


Figura 3.7 - Translação da curva das propostas de compra casadas.

Para determinar o novo ponto de interseção das curvas foi resolvido o problema linear de otimização (3.13) a (3.16) consultando-se, no final, e para a hora analisada, a lista de valores das variáveis duais do problema para obter o valor da variável dual da restrição de igualdade (3.16), correspondente ao preço de mercado nessa hora.

Recorreu-se a este método para simular o carregamento na hora 2 e o descarregamento na hora 19 do dia 4 de Novembro de 2017 e os resultados obtidos são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Resultados obtidos pela Função de Benefício Social para o dia 4 de novembro de 2017.

Hora	Preço de mercado sem inserção de baterias em €/MWh	Preço de mercado com inserção de baterias em €/MWh
2	55.00	55.19
19	60.51	60.43

2.7 Comparação dos resultados dos dois métodos

Podem comparar-se os resultados obtidos através da linearização das curvas e da Função de Benefício Social. Contudo, é necessário ter em consideração que esta é uma comparação localizada, relativa apenas a uma hora de carregamento e a uma hora de descarregamento de um dia. Assim, não será possível tirar conclusões mais gerais. Foi determinado o erro relativo percentual com base na expressão (3.18).

$$erro = \frac{R1 - R2}{R2} * 100 \quad (3.18)$$

Nesta expressão $R1$ refere-se aos resultados obtidos pela linearização e $R2$ aos valores fornecidos pela Função de Benefício Social. Os valores conseguidos por ambos os métodos são apresentados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Comparação dos resultados obtidos pela linearização das curvas e pela função de Benefício Social e respetivo erro relativo.

Hora	Preço de mercado sem inserção de baterias em €/MWh	Preço de mercado com inserção de baterias em €/MWh		Erro relativo (%)
		Linearização das curvas ($R1$)	Função Benefício Social ($R2$)	
2	55.00	55.75	55.19	0.81
19	60.51	59.79	60.43	1.06

Os valores obtidos pelos dois métodos para o preço de mercado após inserção de 1000 baterias de 1 MW, apesar de diferentes, não se afastam muito. Pode, deste modo, concluir-se que a linearização das curvas permite a simplificação dos cálculos e o erro introduzido não inviabiliza este método. Ainda assim, recorreu-se à Função de Benefício Social, a fim de produzir resultados com maior precisão, uma vez que, como se referirá no Capítulo 4, se recorreu à função disponibilizada por um pacote comercial para resolver problemas de programação linear de forma muito eficiente.

Finalmente, assinala-se que os preços de mercado na hora 2 e na hora 19 do dia 4 de novembro de 2017 são muito próximos pelo que, numa situação deste género, o diferencial de preços é reduzido não contribuindo para justificar o investimento nas baterias. Em todo o caso, estas horas foram utilizadas apenas com o propósito de ilustrar os procedimentos adotados, assinalando-se que, em situações reais, se deverá dispor de alguma capacidade de previsão dos preços de mercado para selecionar de forma mais adequada as horas de carga e de descarga das baterias.

Capítulo 4

Implementação do modelo

4.1 Descrição da aplicação

No presente capítulo é descrito o modo de funcionamento da aplicação que foi implementada tendo por base a resolução dos problemas de otimização linear formulados por (3.13) a (3.16) para as horas de carregamento/descarregamento das baterias, considerando propostas de compra e venda adicionais.

Inicialmente, foram descarregados do *website* do OMIE [21] os dados relativos às propostas de compra e venda para cada hora do ano de 2016, com exceção dos dias 16 e 18 de Janeiro, 11 de Julho e hora 24 de 27 de Março que não se encontram disponíveis. Para as horas em que ocorreu *market splitting*, descarregaram-se os dados relativos a Portugal, uma vez que nestas situações são criados dois documentos independentes: um com os dados referentes a Portugal e outro com os dados para o mercado espanhol. Toda a informação é fornecida com resolução horária, formato XLS (*Microsoft Excel*), tendo sido convertida para o formato CSV para uma leitura mais rápida da mesma.

Numa primeira fase foi:

- Criada uma variável *nbat* que traduz o número de baterias a considerar, sendo que se admitiu que cada uma tem capacidade de 1 MW;
- Criada uma variável *bat* que diz respeito à capacidade da bateria que será carregada durante as horas de vazio e descarregada durante o período fora de vazio, considerando uma profundidade de descarga de 20%;
- Inicializada uma matriz onde são guardados os resultados à medida que o programa é executado. Esta matriz apresenta seis colunas tal como se ilustra na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Estrutura da matriz *resultados*.

Índice	Mês	Dia	Hora	Preço inicial	Preço Final
...

O preço inicial (*preco_ini*) diz respeito ao preço de mercado, não considerando a instalação de baterias e o preço final (*preco_fin*) é o preço que resulta da instalação de um número *nbat* de baterias, cada uma delas com capacidade de 1 MW.

A aplicação desenvolvida efetua a leitura e análise dos dados relativos às horas *h*, para um intervalo de dias, de *dia_aux1* a *dia_aux2*, para cada mês do ano de 2016. A sua estrutura encontra-se ilustrada na Figura 4.1.

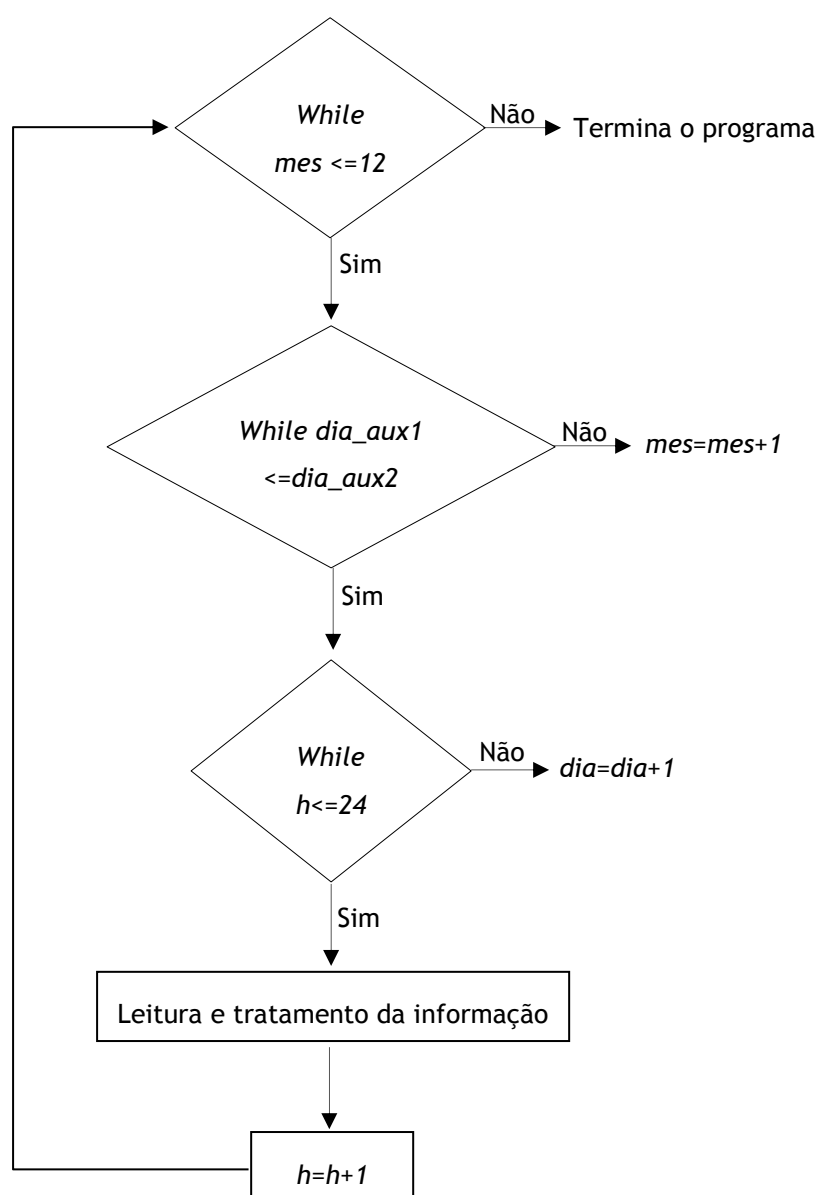


Figura 4.1 - Fluxograma do programa implementado.

Para cada hora recorreu-se à função *textscan* para ler o ficheiro csv correspondente com a informação disponível no *website* do Operador de Mercado Ibérico e guardaram-se os valores seguintes:

- valor de energia das propostas de compra casadas no vetor *qc*;
- valor de energia das propostas de venda casadas no vetor *qv_aux*;
- preço das propostas de compra casadas no vetor *pc*;
- preço das propostas de venda casadas no vetor *pv_aux*.

O comprimento do vetor *qc* deve ser igual ao do vetor *pc* e corresponde ao número de propostas de compra casadas, enquanto o comprimento do vetor *qv_aux* deve corresponder ao comprimento do vetor *pv_aux* e igualar o número de propostas de venda casadas.

As variáveis *qv_aux* e *pv_aux* foram criadas para corrigir inconsistências nos dados descarregados do OMIE. Estes consistem na existência pontual de uma proposta de venda casada com um preço superior ao preço de mercado, colocada antes da primeira proposta de venda casada (a custo zero), tal como é ilustrado na Figura 4.2 para a hora 3 do dia 1 de janeiro de 2016.

V	66.0	38.00 C
V	2.8	0 C
V	1.4	0 C
V	0.3	0 C
V	1.7	0 C
V	21.0	0 C
V	84.3	0 C
V	1.4	0 C
V	24.8	0 C
V	0.4	0 C
V	17.1	0 C
V	4.2	0 C
V	0.3	0 C
V	1.0	0 C
V	10.9	0 C
V	0.3	0 C
V	5.3	0 C
V	12.8	0 C
V	0.8	0 C

Figura 4.2 - Excerto das propostas de venda casadas do excel retirado de [21] para a hora 3 de 1 de janeiro de 2016.

Os vetores *qv_aux* e *pv_aux* são analisados e, caso se verifique a existência de uma proposta nestas condições, esta é ignorada e todas as restantes propostas são copiadas para os vetores *qv* e *pv*. Caso este erro não se verifique, as variáveis *qv_aux* e *pv_aux* são apenas copiadas para *qv* e *pv*, através das condições descritas na Figura 4.3.

```

i=1;
if pv_aux(2,1)>pv_aux(2,2)
    while i<length(pv_aux)
        pv(1,i)=pv_aux(1,i);
        qv(1,i)=pv_aux(1,i);
        pv(2,i)=pv_aux(2,i+1);
        qv(2,i)=qv_aux(2,i+1);
        i=i+1;
    end
    preco_ini=pv(2,v-2);
else
    pv=pv_aux;
    qv=qv_aux;
    preco_ini=pv(2,v-1);
end

```

Figura 4.3 - Correção dos vetores *qv_aux* e *pv_aux*.

Desta forma conhece-se o *preco_ini* que corresponde ao preço da última proposta de compra ou de venda casada, uma vez que o valor será o mesmo.

```
resultados(aux,5)=preco_ini;
```

Figura 4.4 - Determinação do preço inicial.

Na segunda fase da aplicação é determinada a influência das baterias nas curvas das propostas de compra ou venda de energia e a sua consequência no preço de mercado. Para isso, dividiu-se o código em três partes distintas, consoante a hora em análise: horas de vazio ($h=2, h=3, h=4, h=5, h=6$), horas fora de vazio ($h=19, h=20, h=21, h=22$) e restantes.

Considerando uma hora de vazio, a primeira tarefa consistiu em determinar a capacidade total de venda casada ao preço de mercado *PotPr1*, criando-se o ciclo indicado na Figura 4.5.

```

while(j<=length(pv))
    if pv(2,j)==preco_ini
        PotPr1=PotPr1+qv(2,j);
    end
    j=j+1;
end

```

Figura 4.5 - Determinação de *PotPr1*.

De seguida fez-se o mesmo para determinar a capacidade total de venda ofertada ao preço de mercado *PotPr2*, tal como se ilustra na Figura 4.6.

```

while strcmp(txt(i,4),'O')

    if strcmp(txt(i,1),'V') && num(i-3,2)== preco_ini

        PotPr2=PotPr2+num(i-3,1);

    end

```

Figura 4.6 - Determinação de *PotPr2*.

Por fim, acrescentou-se na última posição dos vetores *qv* e *p_v* uma proposta com a diferença das capacidades *PotPr1* e *PotPr2* ao preço de mercado *preco_ini*, como se verifica na Figura 4.7.

```

if strcmp(txt(i,1),'V') && num(i-3,2)>preco_ini && entrada==0
    qv(1,v)= v;
    qv(2,v)= round(PotPr2-PotPr1,4);
    pv(1,v)= v;
    pv(2,v)= preco_ini;
    v=v+1;
    entrada=1;
end

```

Figura 4.7 - Criação de uma proposta de venda que traduz o excesso de energia ao preço de mercado não casada.

Para completar os vetores *qv* e *p_v*, foram acrescentadas as restantes ofertas de venda não casadas a preço superior a *preco_ini*, de acordo com o indicado na Figura 4.8.

```

if strcmp(txt(i,1),'V') && num(i-3,2)> preco_ini && entrada==1
    qv(1,v)= v;
    qv(2,v)= num(i-3,1);
    pv(1,v)= v;
    pv(2,v)= num(i-3,2);
    v=v+1;
end

```

Figura 4.8 - Complemento dos vetores *qv* e *p_v* com as propostas de venda não casadas.

Depois de completada a curva das propostas de venda, foi necessário proceder à translação da curva das propostas de compra. Para isso, deslocaram-se todas as propostas casadas de compra dos vetores *qc* e *pc* uma posição no sentido crescente e introduziu-se na primeira posição destes vetores uma nova proposta, cuja capacidade é o quociente de *bat*, que tem já em conta a profundidade de descarga de 20%, pelo número de horas de carregamento

(5h) e o preço correspondente é igual ao da proposta que se encontra na segunda posição do vetor *pc*.

```

l=length(qc);
qc(1,l+1)=length(qc)+1;
pc(1,l+1)=length(pc)+1;

while l>=1
    qc(2,l+1)=qc(2,l);
    pc(2,l+1)=pc(2,l);

    l=l-1;
end
qc(2,1)=bat/6;
pc(2,1)=pc(2,2);

```

Figura 4.9 - Translação da curva das propostas de compra casadas.

Por fim, chamou-se a função *pool_simulator* que irá receber como *input* os vetores contruídos e devolver um vetor *preco* que na primeira posição retorna o novo preço de mercado *preco_fin*. Este valor é imediatamente guardado na posição correspondente à hora em análise da matriz *resultados* ilustrada na Tabela 4.1.

```

[preco,quantidade_oferta,quantidade_procura]=pool_simulator(pv,qv,pc,qc,pv,pc);
preco_fin=preco(1);
resultados(aux,6)=preco_fin;

```

Figura 4.10 - Chamada da função *pool_simulator* que retorna o novo preço de mercado.

A função *pool_simulator* recorre à função do *Matlab linprog* para resolver o problema de maximização da Função de Benefício Social. Esta função será descrita com maior detalhe recorrendo a um exemplo, na Secção 4.2. A função *pool_simulator* retorna um vetor com a energia despachada por cada proposta de compra e venda, sendo que as propostas não casadas apresentam energia igual a zero. Esse vetor foi organizado em duas matrizes *quantidade_oferta* e *quantidade_procura*, onde foram guardadas as propostas de venda por preço crescente e as propostas de compra por preço decrescente, tal como se indica na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Estrutura das matrizes *quantidade_oferta* e *quantidade_procura*.

Índice	Vetor <i>qv/qc</i>	Vetor retornado pela função <i>linprog</i> relativo às propostas de venda/compra arredondado às unidades	Vetor <i>pv/pc</i>	Vetor retornado pela função <i>linprog</i> relativo às propostas de venda/compra
...

Para determinar o novo preço de mercado, foi identificada a última proposta de compra casada, ou seja, a última proposta com energia atribuída diferente de zero e analisou-se se toda a sua capacidade foi despachada.

```

p2=1;
for i=1:size_pp
    if(quantidade_procura(i,3)~=0)
        p2=i;
    end
end

if(round(quantidade_procura(p2,5),3)~=round(quantidade_procura(p2,2),3))
    preco(1)= quantidade_procura(p2,4);
end

```

Figura 4.11 - Determinação da última proposta de compra casada e da sua capacidade.

Caso se verifique a situação retratada na Figura 4.12, em que a capacidade da última proposta de compra casada é diferente da capacidade total oferecida nessa proposta, o preço de mercado será igual ao preço da proposta em questão. O mesmo acontece para as propostas de venda.

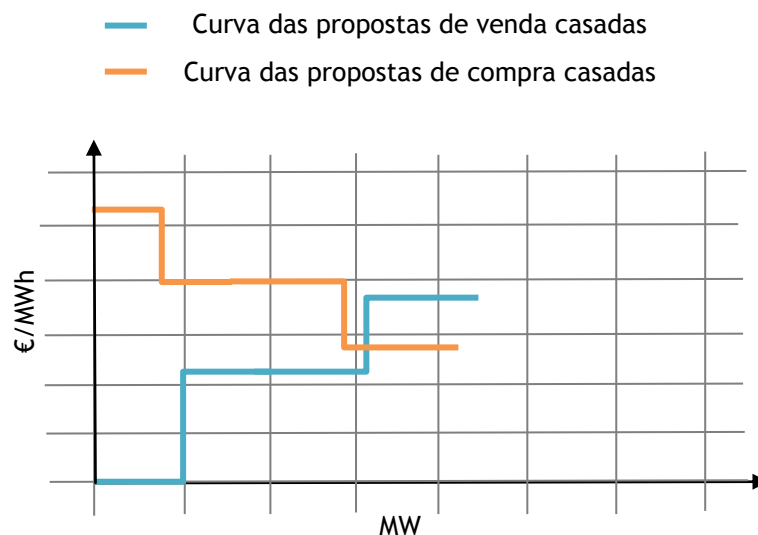


Figura 4.12 - Capacidade da última proposta de compra casada diferente da capacidade total da mesma.

Caso tenha sido esgotada a capacidade das últimas propostas de compra e venda casadas como ilustrado na Figura 4.13, o novo preço de mercado corresponde ao preço da proposta de venda imediatamente a seguir à última proposta de venda casada, ou seja, o preço a pagar caso a carga sofra um aumento de uma unidade.

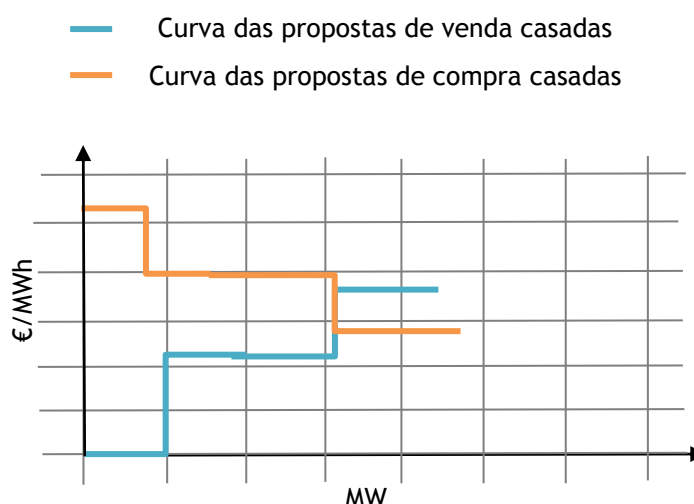


Figura 4.13 - Capacidade das últimas propostas de compra e venda casadas esgotada.

Caso seja feita a análise dos dados para uma hora fora de vazio, o processo é semelhante, com a diferença de que a curva a ser completada com as propostas não casadas é a das propostas de compra, e a curva a ser transladada será a das propostas de venda. Por fim, caso se trate de uma hora que não corresponda a nenhuma das horas de vazio ou horas fora de vazio analisadas, o preço não se altera, pelo que $preco_ini = preco_fin$. Assim, para analisar o período de um ano a função *linprog* é executada $366 * (5 + 4) = 3294$ vezes uma vez que se admite que em cada dia as baterias são carregadas ao longo de um período de 5 horas e são descarregadas durante 4 horas.

4.2 Descrição da função *linprog*

Para melhor ilustrar o funcionamento da função *linprog* do *Matlab*, recorreu-se a um exemplo de uma trabalho prático da unidade curricular de Mercados e Qualidade do MIEEC referente ao ano letivo de 2015/2016 [23]. Trata-se de um exemplo de pequena dimensão efetuado com fins didáticos, mas que permite exemplificar o funcionamento desta função. Assinala-se que em situações reais, em cada hora de operação do mercado diário do MIBEL, existem em média 400 propostas de compra e 1000 propostas de venda, pelo que o problema de otimização linear dado por (3.13) a (3.16) apresentará 400 variáveis de compra, 1000 variáveis de venda e 1401 restrições.

Neste exercício existem apenas 6 propostas de compra e 18 propostas de venda, pelo que o problema de otimização linear (3.13) a (3.16) inclui 6 variáveis de compra, 18 variáveis de venda e 25 restrições. Os dados deste exemplo são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Dados do exercício prático de MQUA 2015/2016 alínea c)2, período 1.

Proposta de Compra			Propostas de venda		
	Quantidade de energia (MW)	Preço (€/MWh)		Quantidade de energia (MW)	Preço (€/MWh)
Pc1	25	35	Pv1	30	21.08
			Pv2	10	28.04
Pc2	25	40	Pv3	10	35
			Pv4	50	71.7
Pc3	20	55	Pv5	10	85.84
			Pv6	10	99.98
Pc4	30	50	Pv7	10	10.4
			Pv8	10	20
Pc5	20	45	Pv9	10	29.6
			Pv10	50	25.2
Pc6	30	20	Pv11	10	30.14
			Pv12	10	35.08
			Pv13	5	5.15
			Pv14	3	8.06
			Pv15	2	10
			Pv16	5	5.15
			Pv17	2	7.09
			Pv18	3	10

A função *linprog* permite resolver problemas de programação linear de minimização, pelo que foi necessário considerar o simétrico da Função de Benefício Social, dado que o problema a resolver originalmente é um problema de maximização. A Figura 4.14 apresenta a formulação matemática do problema.

$$\min_x f^T x \text{ tal que } \begin{cases} A \cdot x \leq b, \\ Aeq \cdot x = beq, \\ lb \leq x \leq ub. \end{cases}$$

f, x, b, beq, lb e ub são vetores, e A e Aeq são matrizes.

Figura 4.14 - - Formulação matemática da função *linprog* [23].

Os *inputs* da função são:

```
x = linprog(f,A,b,Aeq,beq,lb,ub)
```

Figura 4.15 - - Chamada da função *linprog*.

Assim:

- f é a função objetivo do problema formulada por (4.1) e correspondendo ao simétrico de (3.13)

$$\min Z = \sum_{j=1}^{N_G} C_{Gj}^{of} P_{Gj} - \sum_{i=1}^{N_D} C_{Di}^{of} P_{Di} \quad (4.1)$$

	Vetor f
Pv1	21.08
Pv2	28.04
Pv3	35
Pv4	71.7
Pv5	85.84
Pv6	99.98
Pv7	10.4
Pv8	20
Pv9	29.6
Pv10	25.2
Pv11	30.14
Pv12	35.08
Pv13	5.15
Pv14	8.06
Pv15	10
Pv16	5.15
Pv17	7.09
Pv18	10
Pc1	-35
Pc2	-40
Pc3	-55
Pc4	-50
Pc5	-45
Pc6	-20

Tabela 4.4 - Vetor da função objetivo f .

- O problema não apresenta restrições do tipo $Ax \leq b$ pelo que A e b serão matrizes vazias;
- Aeq e beq dizem respeito à restrição de igualdade (4.2) que origina os vetores ilustrados na Tabela 4.5;

$$\sum_{i=1}^{N_D} P_{Di} = \sum_{j=1}^{N_G} P_{Gj} \quad (4.2)$$

$$(\Rightarrow) \sum_{i=1}^{N_D} P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_G} P_{Gj} = 0$$

	Vetor <i>Aeq</i>	Vetor <i>Beq</i>
Pv1	-1	0
Pv2	-1	0
Pv3	-1	0
Pv4	-1	0
Pv5	-1	0
Pv6	-1	0
Pv7	-1	0
Pv8	-1	0
Pv9	-1	0
Pv10	-1	0
Pv11	-1	0
Pv12	-1	0
Pv13	-1	0
Pv14	-1	0
Pv15	-1	0
Pv16	-1	0
Pv17	-1	0
Pv18	-1	0
Pc1	1	0
Pc2	1	0
Pc3	1	0
Pc4	1	0
Pc5	1	0
Pc6	1	0

Tabela 4.5 - Vetores das restrições de igualdade *Aeq* e *Beq*.

- *lb* e *up* dizem respeito às restrições de desigualdade correspondentes aos limites superior e inferior das variáveis e são dadas por (4.2) e (4.3);

$$0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{of} \quad (4.3)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (4.4)$$

	Vetor <i>lb</i>	Vetor <i>ub</i>
Pv1	0	30
Pv2	0	10
Pv3	0	10
Pv4	0	50
Pv5	0	10
Pv6	0	10
Pv7	0	10
Pv8	0	10
Pv9	0	10
Pv10	0	50
Pv11	0	10
Pv12	0	10
Pv13	0	5
Pv14	0	3
Pv15	0	2
Pv16	0	5
Pv17	0	2
Pv18	0	3
Pc1	0	25
Pc2	0	25
Pc3	0	20
Pc4	0	30
Pc5	0	20
Pc6	0	30

Tabela 4.6 - Vetores das restrições de desigualdade *lb* e *ub*.

O *output* da função é o vetor x que integra a energia despachada relativa a cada proposta de compra e venda.

	Vetor x
Pv1	30
Pv2	0
Pv3	0
Pv4	0
Pv5	0
Pv6	0
Pv7	10
Pv8	10
Pv9	0
Pv10	50
Pv11	0
Pv12	0
Pv13	5
Pv14	3
Pv15	2
Pv16	5
Pv17	2
Pv18	3
Pc1	25
Pc2	25
Pc3	20
Pc4	30
Pc5	20
Pc6	0

Tabela 4.7 - Vetor das propostas casadas x .

De acordo com os resultados da Tabela 4.7, foram despachadas as propostas de venda Pv1, Pv7, Pv8, Pv10, Pv10, Pv13, Pv14, Pv15, Pv16, Pv17 e PV18 e as propostas de compra Pc1, Pc2, Pc3, Pc4 e Pc5, verificando-se que todas elas se encontram no limite da capacidade oferecida. Por outro lado, a soma dos valores alocados às variáveis de venda Pv totaliza 120 MW, sendo este valor igualado pela soma dos valores alocados às variáveis de compra Pc, pelo que esta solução verifica a restrição de igualdade (3.16).

Capítulo 5

Resultados

Neste Capítulo são apresentados os resultados para três Casos de Estudo bem caracterizados. Optou-se por dividi-lo em duas secções distintas, sendo a Secção 5.2 relativa aos Casos de Estudo em que se consideraram baterias de lítio, e a Secção 5.3 diz respeito a um Caso de Estudo que reúne as condições de operação do aproveitamento hídrico de Venda Nova, localizado entre o distrito de Vila Real e o distrito de Braga. Este aproveitamento encontra-se equipado com bombagem, pelo que pode ser simulada a sua operação com compra de energia para bombagem e com venda nos períodos de turbinamento.

5.1 Caraterização dos cenários considerados

No **Caso de Estudo 1** foram consideradas 100 baterias de lítio de 1 MW cada, um período de carregamento de 5 horas, das 2h às 6h, e um período de descarregamento de 4 horas, das 19h às 22h. Assim, em cada hora de carregamento serão armazenados 16 MW e em cada hora de descarga serão fornecidos à rede 20 MW.

No **Caso de Estudo 2** foram consideradas 1000 baterias de lítio de 1 MW cada, um período de carregamento de 5 horas, das 2h às 6h, e um período de descarregamento de 4 horas, das 19h às 22h. Assim, em cada hora de carregamento serão armazenados 160 MW e em cada hora de descarga serão fornecidos à rede 200 MW.

O **Caso de Estudo 3** diz respeito ao aproveitamento hídrico de Venda Nova. Este apresenta uma potência de bombagem e uma potência de turbinamento de 700 MWh. Foi considerado um período de bombagem de 5h, entre as 2 e as 6, e um período de turbinamento de 4h, entre as 19 e as 22.

5.2 Resultados dos Casos de Estudo 1 e 2

5.2.1 Análise de uma hora de carregamento e uma hora de descarregamento

Inicialmente são apresentados, de forma detalhada, os resultados obtidos para as horas 2 e 22 do dia 2 de janeiro de 2016. Estas correspondem a uma hora em que as baterias se encontram a carregar, hora 2, e uma hora em que as baterias se encontram a descarregar, hora 22.

Para a hora 2 foram apresentadas ao mercado 304 propostas de compra casadas e 572 propostas de venda casadas, que foram usadas para construir as curvas representadas na Figura 5.1.

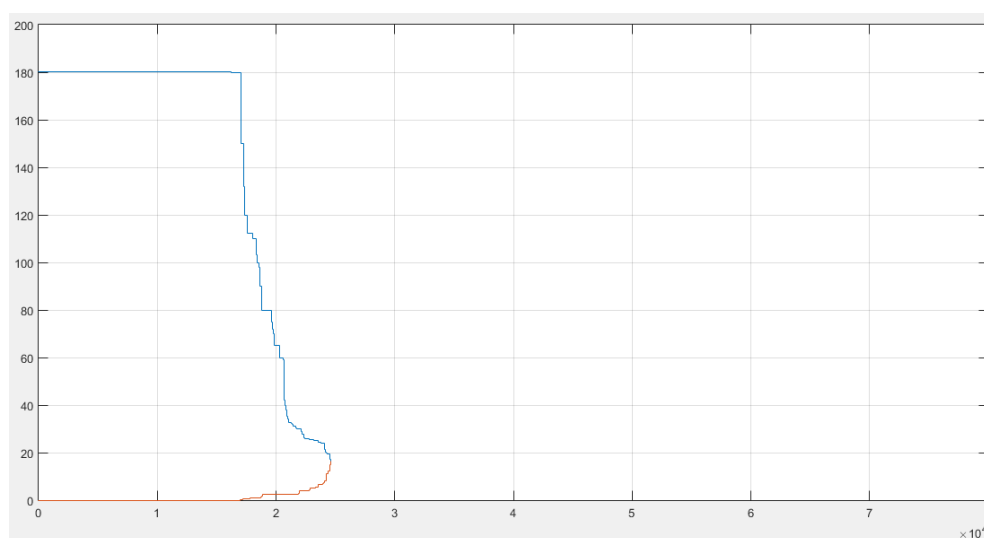


Figura 5.1 - Curvas das propostas casadas de venda e compra para a hora 2 do dia 2 de janeiro de 2016.

Identificou-se que a energia despachada corresponde a 24599.90 MW e o preço de mercado é de 16.57 €/MWh. De seguida, foi completada a curva das vendas com as 455 propostas oferecidas a preço superior ao de mercado. Na curva das propostas de compra foi introduzida uma nova proposta para cada Caso de Estudo:

- 16.00 MWh ao preço de 180.30 €/MWh para o **Caso de Estudo 1**;
- 160.00 MWh ao preço de 180.30 €/MWh para o **Caso de Estudo 2**.

Nas Figuras 5.2 e 5.3 são ilustradas as curvas construídas, considerando a introdução destas propostas para os Casos de Estudo 1 e 2. Uma vez que as diferenças entre estas imagens são pequenas, incluíram-se as Figuras 5.4 e 5.5 que permitem analisar as curvas com maior detalhe.

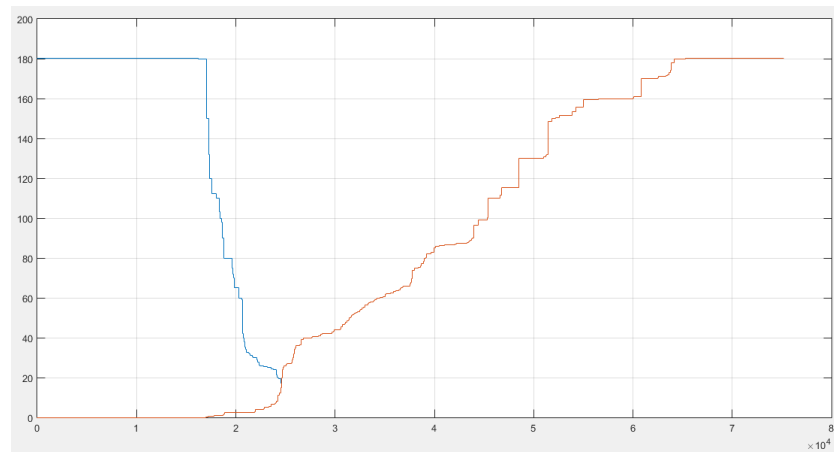


Figura 5.2 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 2 com uma capacidade de baterias a carregar 16 MW - Caso de Estudo 1.

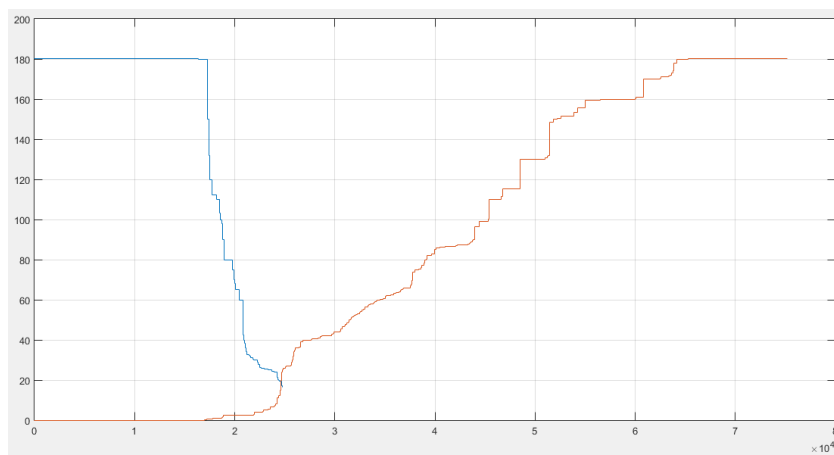


Figura 5.3 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 2 com uma capacidade de baterias a carregar 160 MW - Caso de Estudo 2.

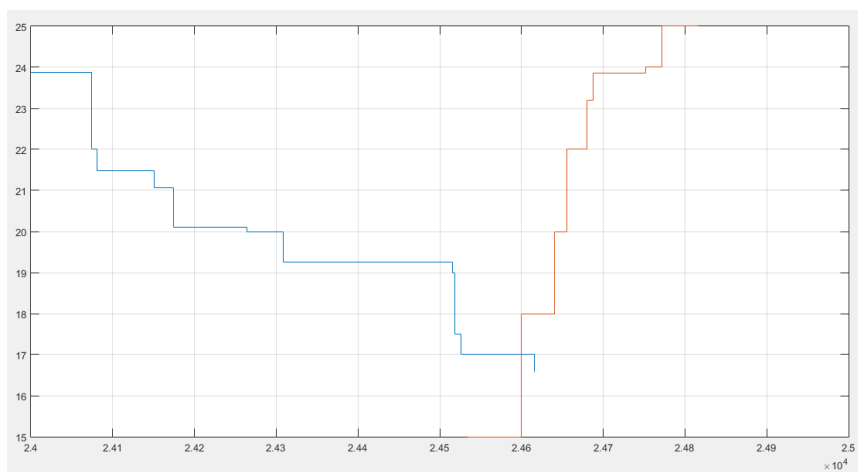


Figura 5.4 - Ampliação da Figura 5.2 - Caso de Estudo 1.

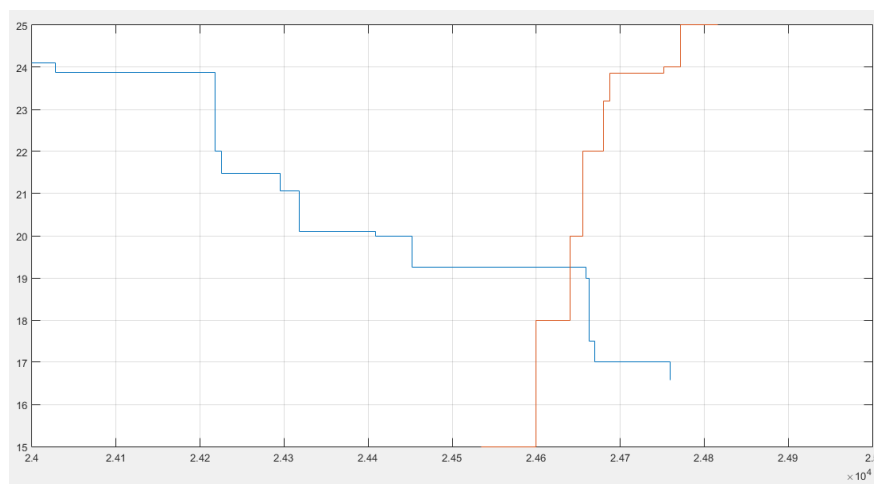


Figura 5.5 - Ampliação da Figura 5.3 - Caso de Estudo 2.

Desta forma, determinou-se o novo preço de mercado e energia despachada:

- para o **Caso de Estudo 1** foram despachados 24599.90 MW a 17.00 €/MWh;
- para o **Caso de Estudo 2** foram despachados 24639.90 MW a 19.25 €/MWh.

Como se pode verificar, a subida de preços para a hora 2 de 2 de Janeiro de 2016 foi, tal como esperado, mais acentuada no **Caso de Estudo 2**, sendo que a energia despachada sofreu também um aumento com a introdução de 1000 baterias de 1 MW.

Para a hora 22 do mesmo dia, existiram 224 propostas de compra casadas e 819 propostas de venda casadas. A partir destas, construíram-se as respetivas curvas de propostas agregadas representadas na Figura 5.6. A energia despachada foi de 25600.90 MW e o preço de mercado corresponde a 59.56 €/MWh.

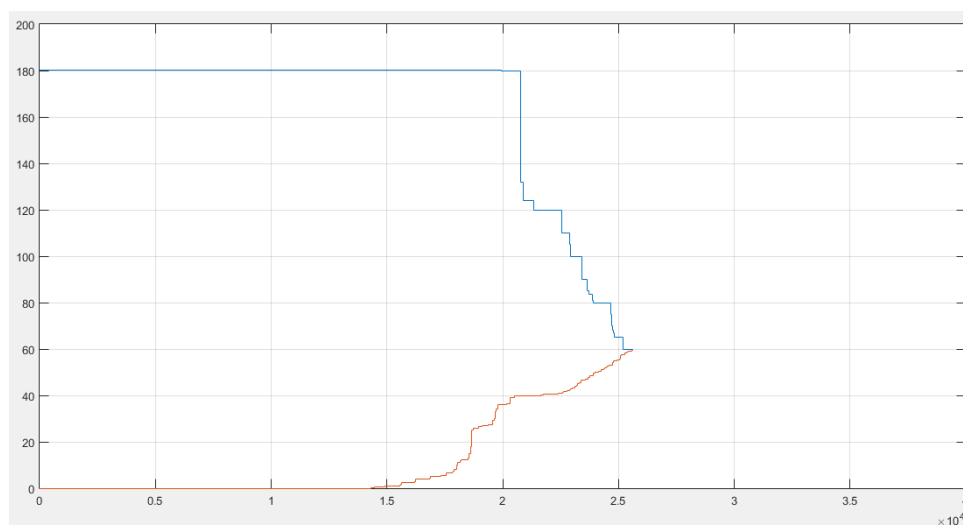


Figura 5.6 - Curvas das propostas casadas de venda e compra para a hora 22 do dia 2 de janeiro de 2016.

De seguida, uma vez que se trata de uma hora de descarga das baterias, completou-se a curva de propostas de compra com as restantes 121 ofertas de compra com preço inferior ao preço de mercado. Procedeu-se à translação da curva de propostas de venda casadas através da introdução de uma nova proposta:

- 20 MWh a preço zero para o **Caso de Estudo 1**;
- 200 MWh a preço zero para o **Caso de Estudo 2**.

O resultado destas operações encontra-se ilustrado nas Figuras 5.7 e 5.8 e, com maior detalhe para o **Caso de Estudo 1** na Figura 5.9 e para o **Caso de Estudo 2** na Figura e 5.10.

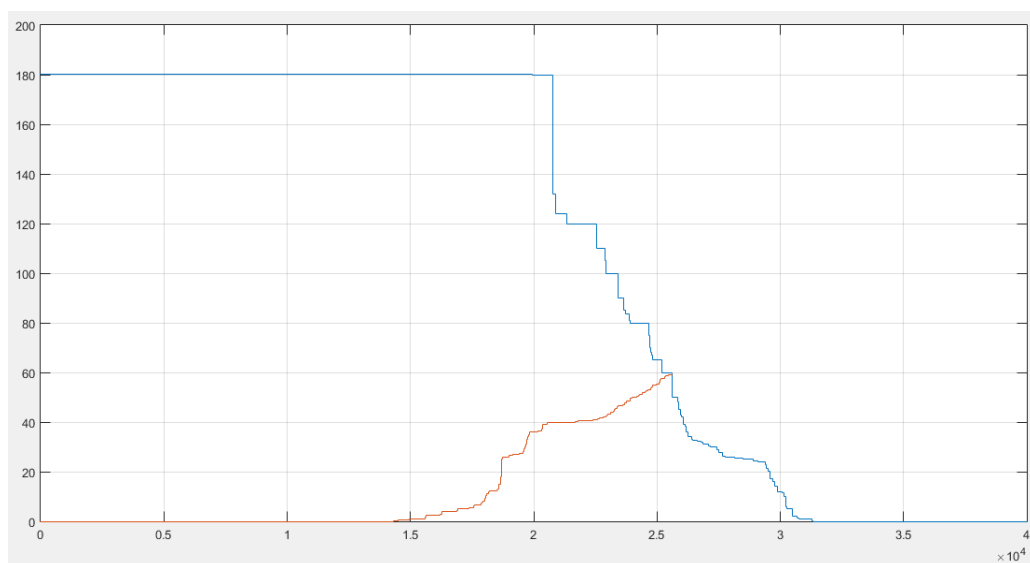


Figura 5.7 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 22 com uma capacidade de baterias a descarregar 20 MW - Caso de Estudo 1.

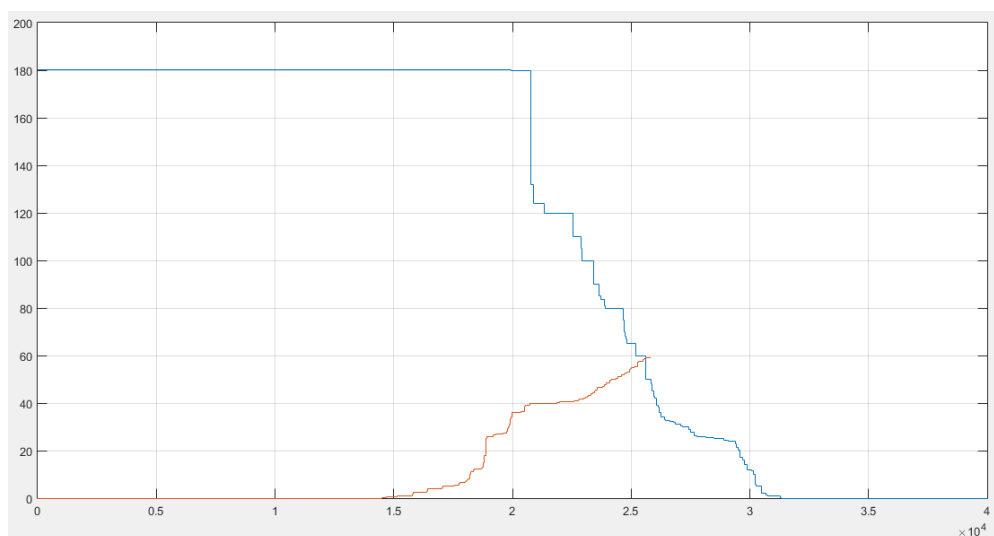


Figura 5.8 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 22 com uma capacidade de baterias a descarregar 200 MW - Caso de Estudo 2.

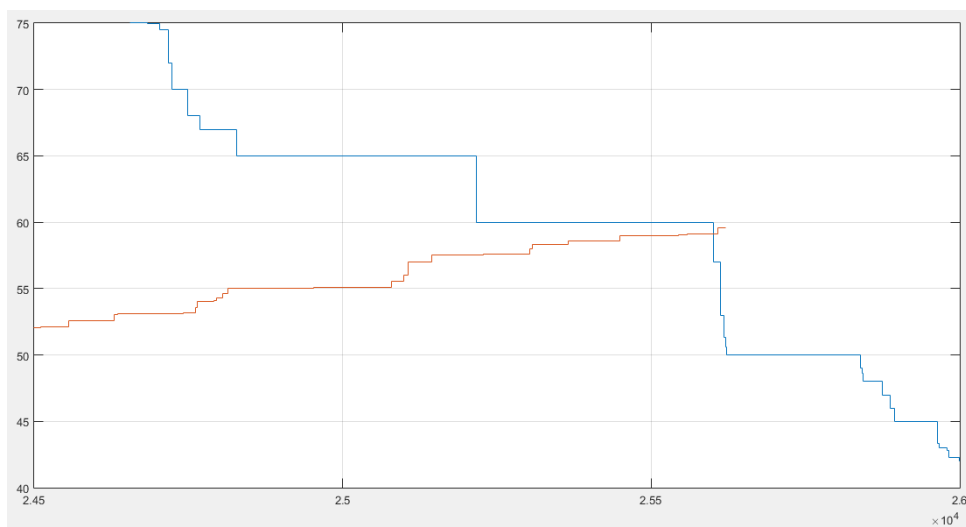


Figura 5.9 - Ampliação da Figura 5.7 - Caso de Estudo 1.

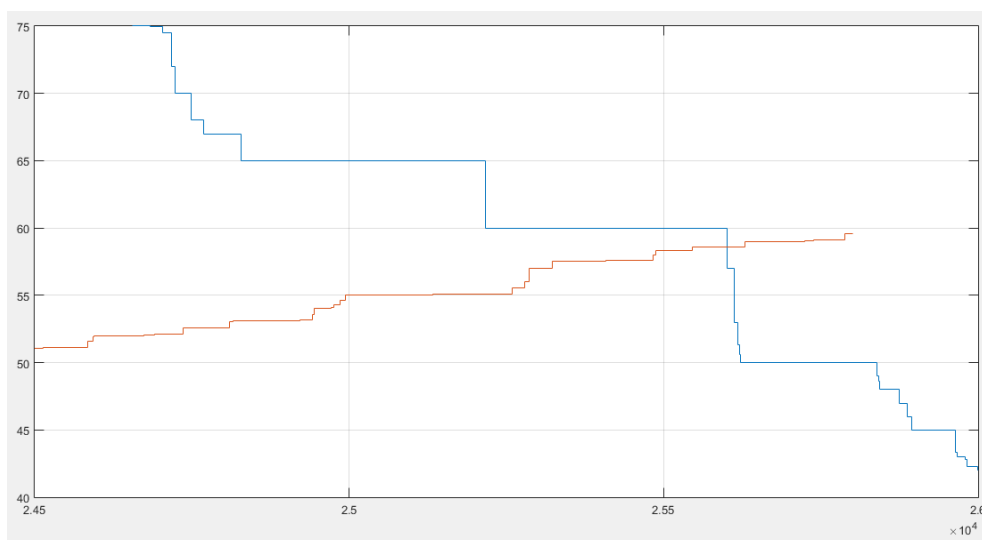


Figura 5.10 - Ampliação da Figura 5.8 - Caso de Estudo 2.

Resulta assim um novo preço de mercado de:

- 59.10 €/MWh considerando o **Caso de Estudo 1**, para 25600.90 MWh despachados;
- 58.58 €/MWh considerando o **Caso de Estudo 2**, para 25600.90 MWh despachados.

Para a hora 22 de 2 de Janeiro de 2016, a descida de preço provocada pela introdução das baterias foi mais acentuada para o **Caso de Estudo 2**. No entanto, a energia despachada manteve-se igual nos dois cenários, uma vez que a interseção com a curva agregada das ofertas de compra ocorre num segmento vertical desta curva.

5.2.2 Análise do dia 2 de janeiro de 2016

Apresentam-se na Tabela 5.1 os resultados obtidos nos dois Casos de Estudo para as 24 horas do dia 2 de janeiro de 2016.

Tabela 5.1 - Preços obtidos para os Casos de Estudo 1 e 2 nas 24h de 2 de janeiro de 2016.

Hora	Preço inicial (€/MWh)	Caso de Estudo 1		Caso de Estudo 2	
		Preço final (€/MWh)	Variação do preço (%)	Preço final (€/MWh)	Variação do preço (%)
1	22.20	22.20	0.00	22.20	0.00
2	16.57	17.00	2.53	19.25	13.92
3	15.35	15.52	1.10	17.00	9.71
4	12.77	13.00	1.77	16.00	20.19
5	11.27	11.98	5.93	12.00	6.08
6	11.91	11.98	0.58	12.00	0.75
7	12.62	12.62	0.00	12.62	0.00
8	14.17	14.17	0.00	14.17	0.00
9	26.77	26.77	0.00	26.77	0.00
10	26.81	26.81	0.00	26.81	0.00
11	35.4	35.40	0.00	35.40	0.00
12	36.10	36.10	0.00	36.10	0.00
13	30.34	30.34	0.00	30.34	0.00
14	31.26	31.26	0.00	31.26	0.00
15	36.20	36.20	0.00	36.20	0.00
16	36.20	36.20	0.00	36.20	0.00
17	36.20	36.20	0.00	36.20	0.00
18	39.99	39.99	0.00	39.99	0.00
19	45.50	45.50	0.00	45.00	-1.11
20	55.10	55.01	-0.16	54.01	-2.02
21	59.00	58.99	-0.02	58.35	-1.11
22	59.56	59.10	-0.78	58.58	-1.67
23	51.10	51.10	0.00	51.1	0.00
24	40.66	40.66	0.00	40.66	0.00
		Lucro diário	3260.32 €	Lucro diário	30988.00 €

Pela análise da Tabela 5.1 percebe-se que as horas de carregamento 2, 3, 4, 5 e 6, não correspondem às horas em que os preços são mais baixos: das 4h às 8h. Também as horas de descarga 19, 20, 21 e 22 não correspondem às horas em que os preços são mais elevados, ou seja, das 20h às 23h. Esta situação é especialmente notável neste dia, uma vez que se trata de um sábado, sendo que o fim-de-semana apresenta um diagrama de cargas típico diferente dos dias úteis. A escolha inapropriada de períodos de carga e descarga não permite tirar o máximo partido da diferença de preços e, assim, conseguir o lucro mais elevado.

No que diz respeito à variação do preço, esta é mais acentuada no **Caso de Estudo 2**, tal como já foi concluído anteriormente. Note-se ainda que para o **Caso de Estudo 1**, a variação na hora 19 é nula. Esta situação é resultado da capacidade considerada ser baixa, de 20 MW para uma hora de descarga, o que leva a que, em alguns casos, não seja suficiente para provocar alterações no preço de mercado. É possível perceber que as variações de preço nas horas de carregamento tendem a ser superiores às variações nas horas de descarregamento. Isto deve-se ao número de propostas apresentadas para os períodos de carregamento serem, em geral, superiores, o que implica que cada proposta apresenta um volume de energia menor, sendo mais suscetível ao impacto das baterias, pelo que mais facilmente ocorrem variações do preço de mercado.

Destaca-se ainda que o lucro obtido para o dia 2 de janeiro de 2016, em ambos os Casos de Estudo, não se mantém na mesma ordem de grandeza nos restantes dias do mês. Para o **Caso de Estudo 1**, verificaram-se valores de lucro diário para o mês de janeiro entre, aproximadamente, 80.00 € e 4000.00 €. Assim, é possível perceber que existe uma grande variação para os valores de lucro diário, não estando exclusivamente dependentes da escolha dos períodos de carga e descarga das baterias.

5.2.3 Análise para o ano de 2016

Em seguida, apresentam-se os resultados obtidos para cada mês do ano de 2016. A Tabela 5.2 inclui os valores obtidos para o Caso de Estudo 1. Nesta tabela apresentam-se os valores médios mensais dos preços sem e com baterias nas horas de carregamento e de descarregamento e as suas variações percentuais. A Figura 5.11 apresenta estas variações graficamente.

Tabela 5.2 - Preço médio para as horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o Caso de Estudo 1.

Mês	Preço médio para o Caso de Estudo 1					
	Horas de carregamento			Horas de descarregamento		
	Sem baterias (€/MWh)	Com baterias (€/MWh)	Variação (%)	Sem baterias (€/MWh)	Com baterias (€/MWh)	Variação (%)
janeiro	24.55	24.68	0.51	45.56	45.45	-0.23
fevereiro	18.00	18.11	0.57	35.60	35.48	-0.35
março	21.95	22.03	0.36	33.53	33.46	-0.21
abril	17.93	18.03	0.58	26.90	26.79	-0.40
maio	19.71	19.79	0.41	27.77	27.71	-0.25
junho	35.68	35.75	0.20	38.36	38.22	-0.38
julho	35.38	35.43	0.14	42.07	42.02	-0.11
agosto	36.67	36.72	0.11	42.95	42.90	-0.12
setembro	38.58	38.62	0.11	46.70	46.65	-0.10
outubro	44.29	44.36	0.16	58.76	58.72	-0.07
novembro	45.65	45.71	0.13	65.31	65.26	-0.07
dezembro	49.10	49.17	0.14	68.50	68.44	-0.09

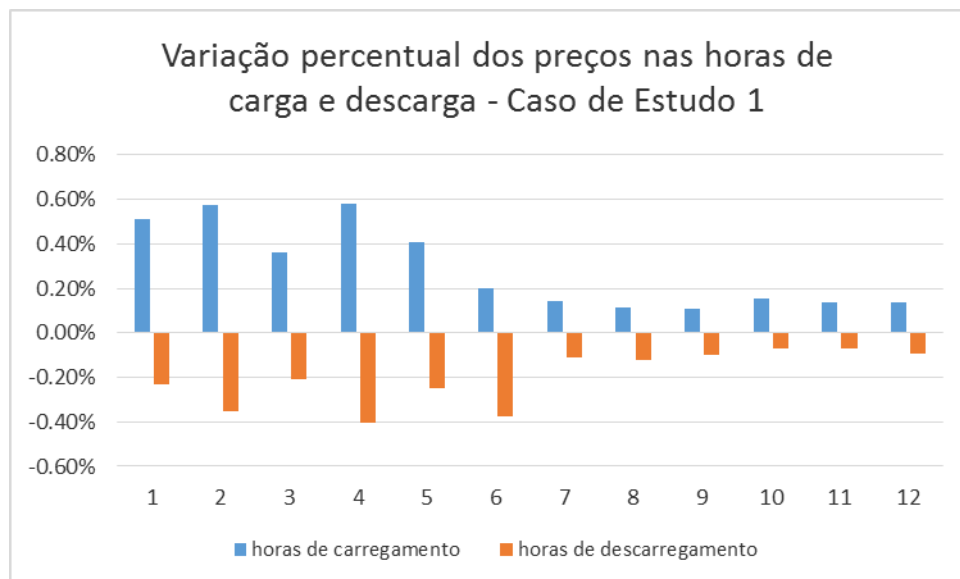


Figura 5.11 - Variação dos preços das horas de carregamento e de descarregamento para os meses do ano - Caso de Estudo 1.

Pela análise da Tabela 5.2, é fácil perceber que a capacidade considerada para o **Caso de Estudo 1** tem pouca influência sobre os preços médios nas horas de carga e de descarga, sendo que as variações mensais registadas são inferiores a 1%. A partir da Figura 5.11 conclui-se que as variações positivas, correspondentes às horas de carregamento, se apresentam, em valor absoluto, superiores às variações obtidas nas horas de descarga. Como já foi referido anteriormente, isto acontece porque as propostas para as horas em que as baterias se encontra a carregar apresentam, em geral, quantidades de energia menores, pelo que o impacto da introdução de uma capacidade de 100 MW é superior nestes períodos.

De forma análoga, a Tabela 5.3 e a Figura 5.12 apresentam os resultados obtidos para o **Caso de Estudo 2**.

Tabela 5.3 - Preço médio para as horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o Caso de Estudo 2.

Mês	Preço médio para o Caso de Estudo 2					
	Horas de carregamento			Horas de descarregamento		
	Sem baterias (€/MWh)	Com baterias (€/MWh)	Variação (%)	Sem baterias (€/MWh)	Com baterias (€/MWh)	Variação (%)
janeiro	24.55	25.14	2.35	45.56	44.86	-1.57
fevereiro	18.00	18.52	2.79	35.60	34.95	-1.87
março	21.95	22.36	1.86	33.53	33.00	-1.60
abril	17.93	18.38	2.45	26.90	26.28	-2.35
maio	19.71	20.37	3.23	27.77	27.15	-2.29
junho	35.68	36.09	1.14	38.36	37.00	-3.68
julho	35.38	35.72	0.97	42.07	41.59	-1.15
agosto	36.67	36.98	0.83	42.95	42.47	-1.14
setembro	38.58	38.90	0.81	46.70	46.37	-0.71
outubro	44.29	44.73	0.98	58.76	58.37	-0.67
novembro	45.65	46.03	0.83	65.31	64.95	-0.56
dezembro	49.10	49.51	0.83	68.50	68.15	-0.52

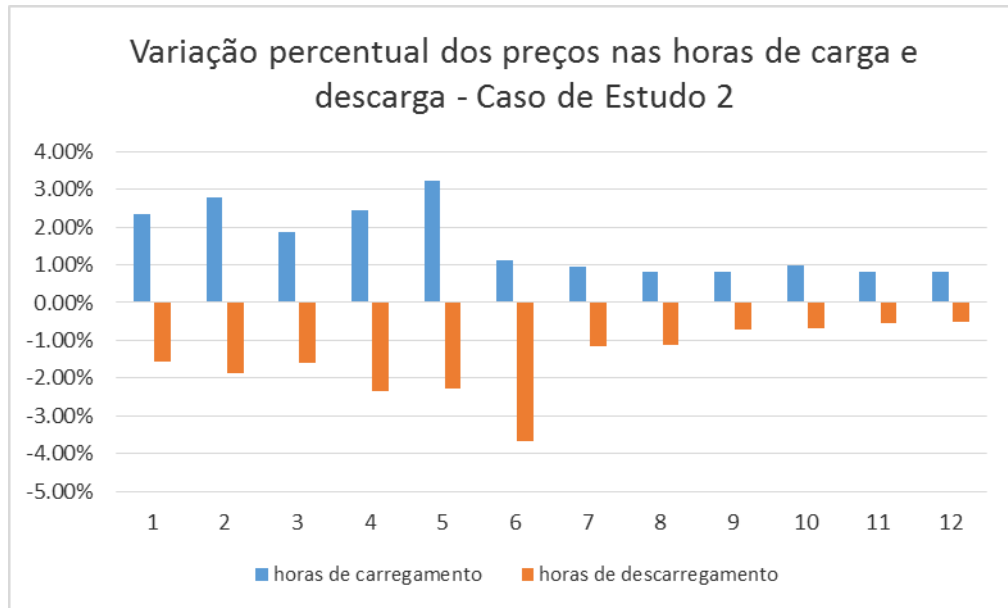


Figura 5.12 - Variação dos preços das horas de carregamento e de descarregamento para os meses do ano - Caso de Estudo 2.

Analisando a Tabela 5.3, conclui-se, tal como esperado, que as variações de preço nas horas de carregamento e de descarregamento são superiores no **Caso de Estudo 2**, ultrapassando os 3% em alguns casos. Note-se, nas Figuras 5.11 e 5.12, que os meses em que ocorreram as maiores subidas e descidas de preços se alteram nos dois cenários. Destaca-se o mês de abril, que no **Caso de Estudo 1** apresenta as maiores variações percentuais de preço e no **Caso de Estudo 2**, a maior descida de preço ocorreu no mês de junho e a maior subida no mês de maio.

Em ambos os casos verifica-se uma variação de preços superior nos primeiros seis meses do ano. Estes resultados podem ser explicados pela ocorrência de *market splitting* em algumas horas, tendo esta situação sido mais frequente nestes meses. O número de horas de *market splitting* para cada mês de 2016 é apresentado na Tabela 5.4. Nas horas em que ocorreu *market splitting*, o impacto nos preços foi estimado considerando apenas as ofertas de compra e de venda oriundas de Portugal Continental. Assim, sendo a energia casada inferior, é de esperar que nestas horas o impacto nos preços resultante da presença de 100 ou 1000 baterias de 1 MW cada, seja mais elevado.

Tabela 5.4 - Horas em que ocorreu market splitting em 2016.

Mês	Número de horas
janeiro	67
fevereiro	56
março	59
abril	81
maio	142
junho	149
julho	33
agosto	6
setembro	22
outubro	27
novembro	17
dezembro	48

Na Tabela 5.5 é apresentado o *spread* entre os preços médios nos períodos estabelecidos para o carregamento e para o descarregamento das baterias para os dois Casos de Estudo, para os doze meses de 2016. Em cada coluna, o *spread* é calculado pela diferença entre o preço média nas horas de descarregamento e de carregamento nas situações sem baterias, com baterias com capacidade de 100 MW e de 1000 MW apresentado nas Tabelas 5.2 e 5.3. É possível perceber que quanto maior a capacidade considerada, maior será a variação dos preços e menor o *spread* entre estes. Destaca-se o mês de junho com a menor diferença entre os preços médios nas horas de carga/descarga e o mês de janeiro com o valor médio do *spread* mais elevado. Apesar de os valores para o **Caso de Estudo 1** serem mais elevados que para o **Caso de Estudo 2**, se estes fossem ordenados pelo mês com maior e menor diferenças, a ordem seria a mesma nos dois casos.

Tabela 5.5 - *Spread* dos preços médios nas horas de carga e descarga.

Mês	Sem baterias (€/MWh)	Caso de Estudo 1 (€/MWh)	Caso de Estudo 2 (€/MWh)
janeiro	21.01	20.77	19.72
fevereiro	17.60	17.37	16.43
março	11.58	11.43	10.64
abril	8.97	8.76	7.90
maio	8.06	7.92	6.78
junho	2.68	2.47	0.91
julho	6.69	6.59	5.87
agosto	6.28	6.18	5.49
setembro	8.12	8.03	7.47
outubro	14.47	14.36	13.64
novembro	19.66	19.55	18.92
dezembro	19.40	19.27	18.64

Na Tabela 5.6 é apresentada a variação de preço mensal, calculada a partir da soma algébrica das variações para cada hora do mês. Assim, esta variação reflete a subida ou descida de preço registada para cada mês quando consideradas as baterias, para os dois Casos de Estudo. São também apresentados os valores globais para 2016. As Figuras 5.13 e 5.14 ilustram estes resultados sob a forma de um gráfico de barras.

Tabela 5.6 - Variação mensal do preço em resultante da introdução de baterias.

Mês	Caso de Estudo 1	Caso de Estudo 2
	Variação de preço (€/MWh)	Variação de preço (€/MWh)
janeiro	6.10	4.18
fevereiro	0.63	-0.70
março	3.68	-1.11
abril	2.67	-6.64
maio	4.04	24.77
junho	-6.46	-101.95
julho	2.06	-5.69
agosto	0.03	-12.44
setembro	0.77	8.12
outubro	5.54	19.56
novembro	3.66	13.53
dezembro	2.76	19.56
Ano de 2016	25.48	-38.81



Figura 5.13 - Variação dos preços mensais para o Caso de Estudo 1.

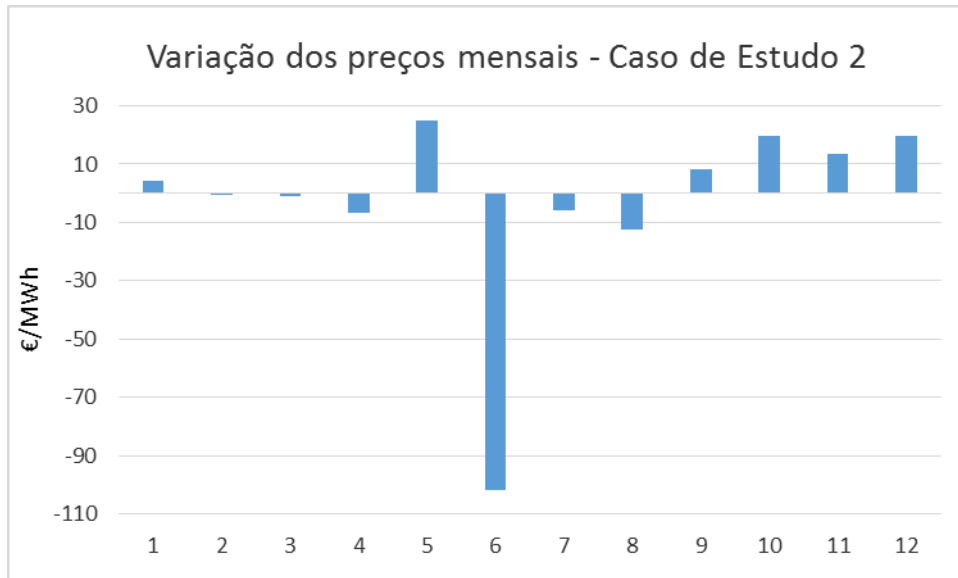


Figura 5.14 - Variação dos preços mensais para o Caso de Estudo 2.

Pela análise da Tabela 5.6, verifica-se que, para o **Caso de Estudo 1**, se obteve uma variação de preço de 25.48 €/MWh no final do ano, ou seja, a subida de preço nas horas de carregamento ultrapassou a sua descida nas horas de descarga. Apenas para o mês de junho isso não se verificou. No entanto, não foi suficiente para contrariar este resultado. Para o **Caso de Estudo 2** obtiveram-se resultados inversos, com uma variação de -38.81 MW. Nos meses de fevereiro, março, abril, junho, julho e agosto a descida dos preços nas horas de descarga foi superior à sua subida nos períodos de carregamento. Esta diferença foi suficientemente grande para se traduzir num resultado anual em que o preço desceu com a introdução das baterias.

5.2.4 Análise da viabilidade do investimento

Na Tabela 5.7 é apresentado o lucro obtido para os dois Casos de Estudo considerados. Estes valores foram usados para determinar a viabilidade de investir em baterias de íões de lítio, com as capacidades consideradas em cada Caso de Estudo, para comprar energia nas horas em que os preços são mais baixos e vendê-la nas horas em que os preços se apresentam mais elevados.

Tabela 5.7 - Lucro mensal e anual em € obtido para 2016 com a introdução de uma capacidade de baterias.

Mês	Caso de Estudo 1	Caso de Estudo 2
janeiro	48196.08	457323.60
fevereiro	40301.80	381159.20
março	28353.44	263870.80
abril	21024.48	189691.60
maio	19624.36	168241.60
junho	5931.32	21956.00
julho	15819.68	140738.40
agosto	15338.24	136139.20
setembro	19265.12	179292.80
outubro	35612.40	338332.40
novembro	46933.12	454100.80
dezembro	47790.96	462294.00
2016	344191.00	3193140.40

Assumindo uma taxa de atualização de 5% e que os valores obtidos para 2016 se mantêm ao longo de 10 anos, determinou-se, o retorno obtido neste período, que corresponde ao tempo médio de vida de uma bateria deste tipo. Com base nos valores apresentados no Capítulo 2 deste documento, considerou-se um custo de investimento de 250 €/kWh. Os resultados são apresentados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 - Retorno do investimento pago aos 10 anos para os Casos de Estudo 1 e 2.

	Caso de Estudo 1	Caso de Estudo 2
Retorno depois de 10 anos	2309549.63 €	21426232.00 €
Percentagem do investimento pago	10.63%	9.86%

5.3 Resultados do Caso de Estudo 3

5.3.1 Análise de uma hora de carregamento e uma hora de descarregamento

De forma análoga à secção anterior são apresentados, de forma detalhada, os resultados obtidos para uma hora em que a Central de Venda Nova se encontra a funcionar em bombagem e uma hora em que se encontra a turbinar. Optou-se por analisar as horas 2 e 22 do dia 11 de janeiro, segunda-feira.

Para a hora 2 são apresentadas 338 propostas de compra casadas e 560 propostas de venda casadas, que foram usadas para construir as curvas representadas na Figura 5.15.

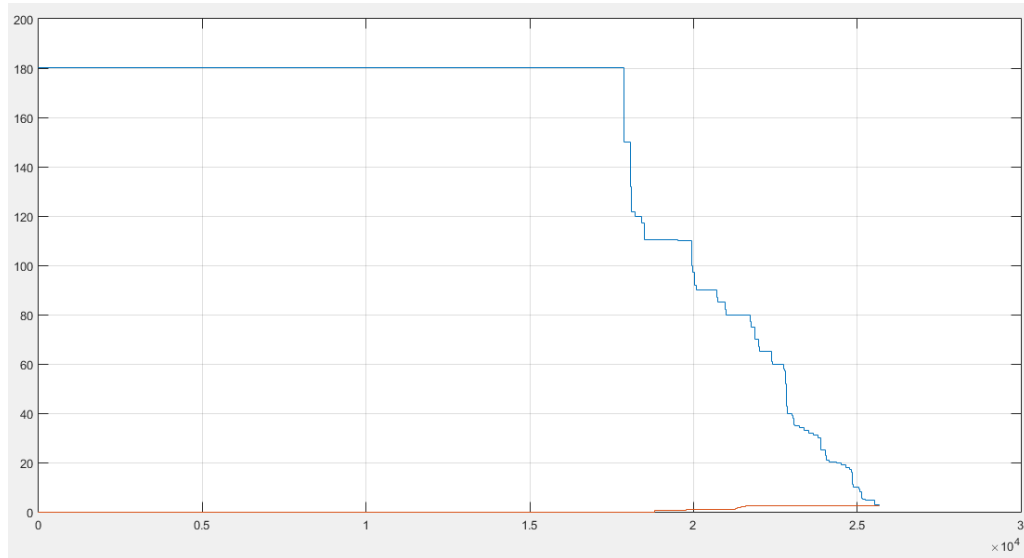


Figura 5.15 - Curvas das propostas casadas de venda e compra a carregar para a hora 2 do dia 11 de janeiro de 2016.

Identificou-se que a energia despachada corresponde a 25688.3 MWh e o preço de mercado é de 2.5 €/MWh. De seguida, foi completada a curva das vendas com as 488 propostas oferecidas a preço superior ao de mercado. Na curva das propostas de compra foi introduzida uma nova proposta de 700 MWh a 180.30 €/MWh. Nas Figuras 5.16 e 5.17 são ilustradas as curvas construídas, considerando a introdução desta nova proposta de compra.

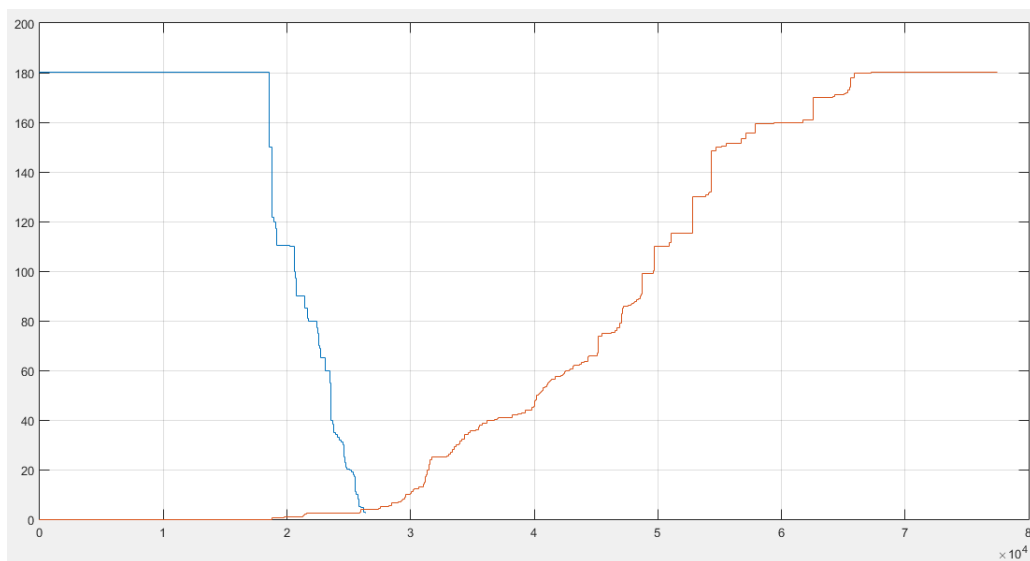


Figura 5.16 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 2 do dia 11 de janeiro de 2016 com energia de bombagem de 700 MW.

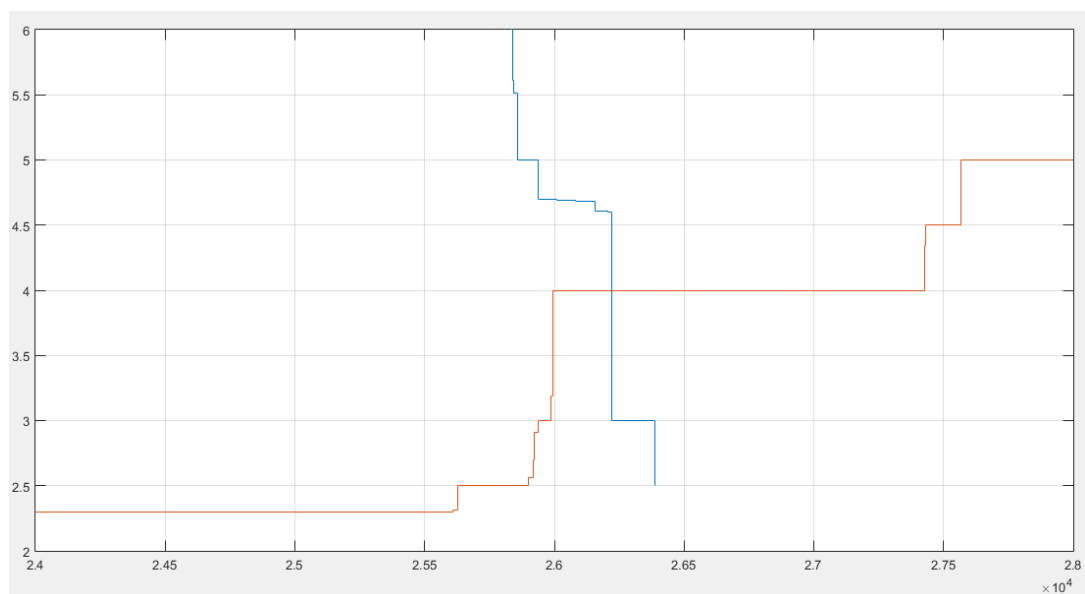


Figura 5.17 - Ampliação das curvas das propostas de venda e compra para o Caso de Estudo 3.

Desta forma, determinou-se que o novo preço de mercado corresponde a 4.00 €/MWh, sendo despachados 26220.10 MW. Verificou-se, assim, uma subida de preço de 1.50 €/MWh, acompanhada de uma subida de energia despachada de 531.80 MW para a hora 2 de 11 de janeiro de 2016.

Para a hora 22 do mesmo dia existem 269 propostas de compra casadas e 809 propostas de venda casadas. A partir destas, construíram-se as respetivas curvas de propostas agregadas representadas na Figura 5.18. A energia despachada foi de 32204.00 MWh, a um preço de mercado de 40.10 €/MWh.

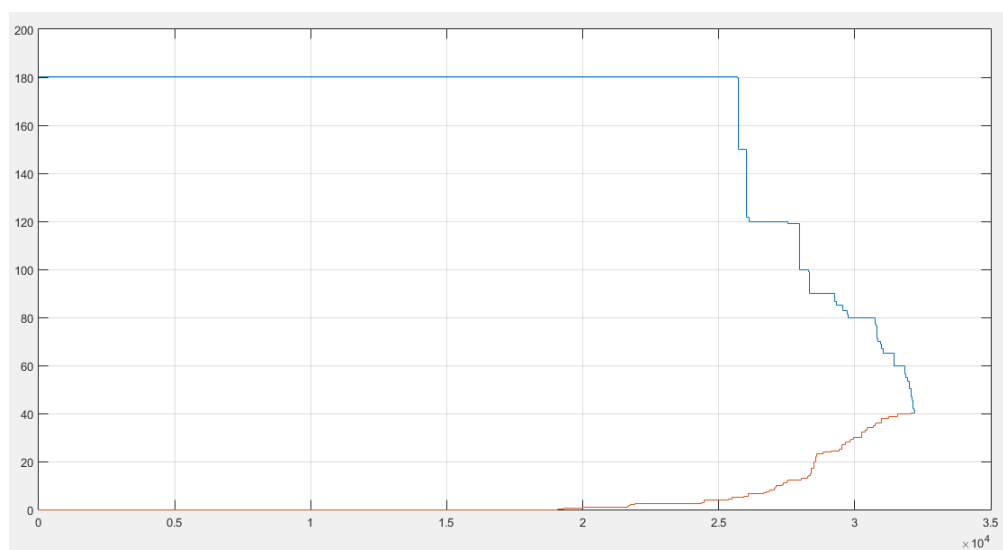


Figura 5.18 - Curvas das propostas casadas de venda e compra para a hora 22 do dia 11 de janeiro de 2016.

De seguida, uma vez que se trata de uma hora de turbinamento, completou-se a curva de propostas de compra com as restantes 99 ofertas de compra com preço inferior ao preço de mercado. Procedeu-se à translação da curva de propostas de venda casadas, através da introdução de uma nova proposta 700 MW a preço zero. O resultado destas operações encontra-se ilustrado na Figura 5.19 e, com maior detalhe, na Figura 5.20.

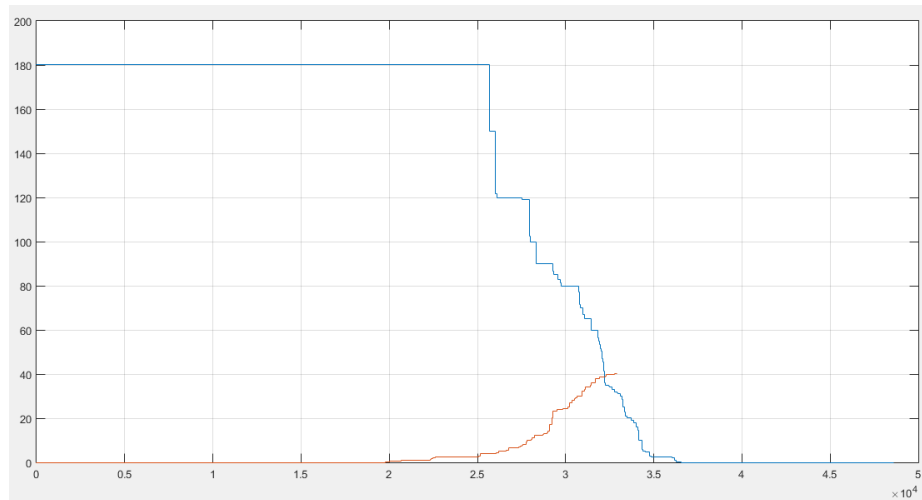


Figura 5.19 - Curvas das propostas de venda e compra para a hora 22 do dia 11 de janeiro de 2016 com energia de turbinagem de 700 MW.

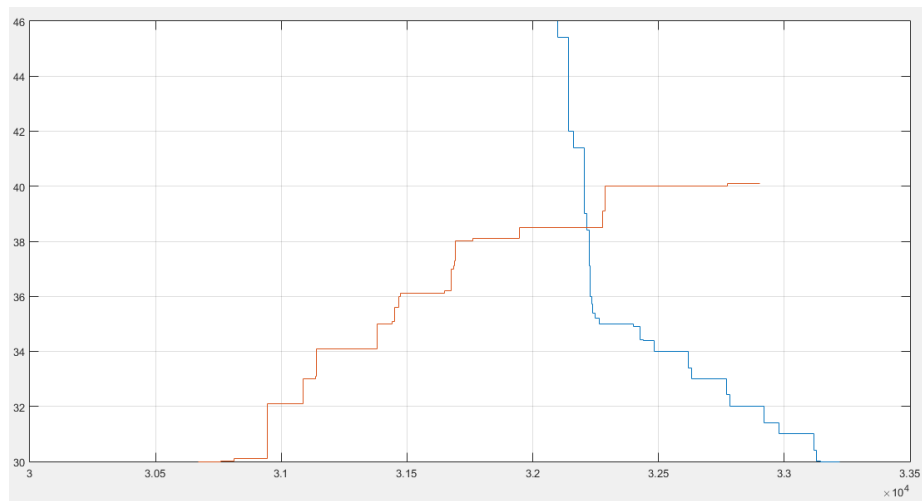


Figura 5.20 - Ampliação das curvas das propostas de venda e compra para o Caso de Estudo 3.

Para a hora 22 de 2 de janeiro de 2016, tendo em conta as especificações inerentes ao **Caso de Estudo 3**, obteve-se um novo preço de mercado igual 38.50 €/MWh, tendo sido despachados 32215.20 MW.

5.3.2 Análise do dia 11 de janeiro de 2016

Na Tabela 5.9 são apresentados os resultados obtidos para as 24 horas do dia 11 de janeiro de 2016, considerando o **Caso de Estudo 3**.

Tabela 5.9 - Preços obtidos para o Caso de Estudo 3 nas 24h de 11 de janeiro de 2016.

Hora	Preço inicial (€/MWh)	Caso de Estudo 3	
		Preço final (€/MWh)	Variação do preço (%)
1	5.00	5.00	0.00
2	2.50	4.00	37.50
3	2.33	2.37	1.69
4	2.30	2.34	1.71
5	2.30	2.33	1.29
6	2.33	2.36	1.27
7	4.00	4.00	0.00
8	20.00	20.00	0.00
9	24.05	24.05	0.00
10	30.10	30.10	0.00
11	38.50	38.50	0.00
12	35.01	35.01	0.00
13	32.10	32.10	0.00
14	34.10	34.10	0.00
15	31.00	31.00	0.00
16	31.00	31.00	0.00
17	32.00	32.00	0.00
18	37.21	37.21	0.00
19	42.88	40.96	-4.69
20	40.00	38.50	-3.90
21	40.59	40.00	-1.48
22	40.10	38.50	-4.16
23	34.10	34.10	0.00
24	28.10	28.10	0.00
		Lucro diário	101192.00 €

Pela análise da Tabela 5.9 percebe-se que o período de carregamento admitido, da hora 2 à 6, corresponde exatamente às horas em que os preços são mais baixos, assim como as horas de descarga, das 19 às 22, correspondem às horas em que os preços são mais elevados. A escolha acertada dos períodos de carga e descarga permite tirar o máximo partido da diferença de preços, conseguindo o máximo lucro.

No que diz respeito à variação do preço, existe uma oscilação muito grande, destacando-se a hora 2 em que se obteve uma variação de 37.50%. Uma vez que a potência de bombagem/turbinagem é elevada, 700 MWh, não se registaram horas com variação de preço nula.

5.3.3 Análise para o ano de 2016

Na Tabela 5.10 apresentam-se os valores médios mensais dos preços sem e com bombagem, nas horas de bombagem e de turbinamento e as suas variações percentuais. A Figura 5.21 ilustra estas variações graficamente.

Tabela 5.10 - Preço médio para as horas de carga e descarga, com e sem bombagem, para o Caso de Estudo 3.

Mês	Preço médio para o Caso de Estudo 3					
	Horas de bombagem			Horas de turbinamento		
	Sem bombagem (€/MWh)	Com bombagem (€/MWh)	Variação (%)	Sem bombagem (€/MWh)	Com bombagem (€/MWh)	Variação (%)
janeiro	24.55	27.05	9.25	45.56	43.25	-5.34
fevereiro	18.00	19.81	9.11	35.60	33.45	-6.42
março	21.95	23.58	6.90	33.53	31.83	-5.36
abril	17.93	19.59	8.46	26.90	25.01	-7.55
maio	19.71	22.26	11.47	27.78	25.73	-7.94
junho	35.68	37.38	4.55	38.36	34.47	-11.30
julho	35.38	36.75	3.73	42.07	40.38	-4.17
agosto	36.67	37.97	3.40	42.95	41.18	-4.32
setembro	38.58	39.71	2.85	46.70	45.52	-2.58
outubro	44.29	46.27	4.28	58.76	57.36	-2.44
novembro	45.65	47.47	3.85	65.31	63.90	-2.22
dezembro	49.10	50.77	3.30	68.50	67.07	-2.14

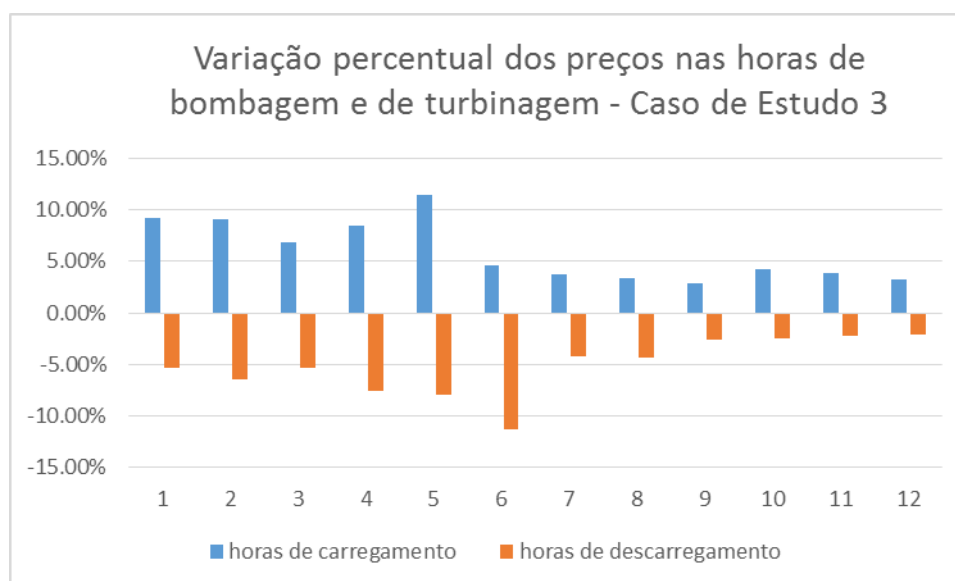


Figura 5.21 - Variação dos preços das horas de carregamento e descarregamento para os meses do ano - Caso de Estudo 3.

Pela análise da Tabela 5.10 e Figura 5.21 é fácil perceber que a capacidade considerada para o **Caso de Estudo 3** tem uma influência considerável sobre os preços médios nas horas de bombagem e de turbinamento, tendo-se registado uma variação do preço médio nas horas de bombagem superior a 10% para o mês de maio e nas horas de turbinagem para o mês de junho.

De seguida, a Tabela 5.11 apresenta o valor do *spread* mensal para os preços médios nos períodos de bombagem e de turbinagem, sem e com a bombagem em funcionamento tal como se admite no **Caso de Estudo 3**. Estes valores foram determinados, tal como foi descrito na Secção 5.2 para os Casos de Estudo 1 e 2.

O *spread* baixou consideravelmente para todos os meses, com destaque para o mês de junho, em que os preços nas horas de bombagem ultrapassaram os preços nas horas de turbinamento, resultando num valor médio do *spread* negativo.

Tabela 5.11 - *spread* dos preços médios nas horas de bombagem e turbinamento.

Mês	Sem bombagem (€/MWh)	Caso de Estudo 3 (€/MWh)
janeiro	21.01	16.20
fevereiro	17.60	13.64
março	11.58	8.25
abril	8.97	5.42
maio	8.06	3.47
junho	2.68	-2.91
julho	6.69	3.63
agosto	6.28	3.21
setembro	8.12	5.81
outubro	14.47	11.09
novembro	19.66	16.43
dezembro	19.40	16.30

Na Tabela 5.12 são apresentadas as variações de preços mensais para o **Caso de Estudo 3**, assim como variação global do preço em 2016. A Figura 5.20 ilustra estes resultados sob a forma de um gráfico de barras.

Tabela 5.12 - Variação mensal do preço resultante de bombagem com 700 MW.

Mês	Variação de preço (€/MWh)
janeiro	94.69
fevereiro	12.22
março	40.53
abril	22.05
maio	142.27
junho	-212.30
julho	3.80
agosto	-20.13
setembro	28.81
outubro	132.96
novembro	104.24
dezembro	81.53
Ano de 2016	430.67

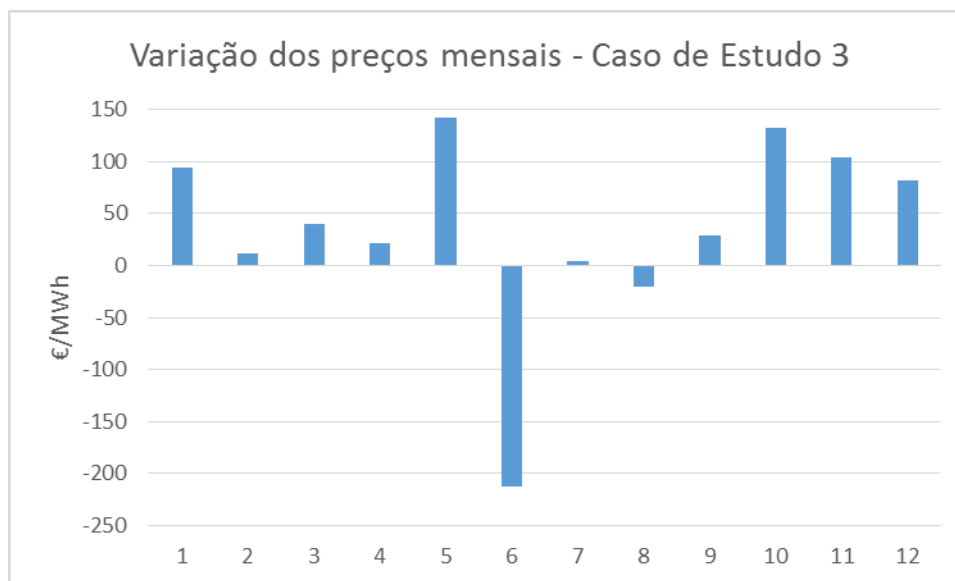


Figura 5.22 - Variação dos preços mensais para o Caso de Estudo 3.

Pela análise da Tabela 5.12, verifica-se que, para o **Caso de Estudo 3**, se obteve uma variação anual de preço igual a 430.67 €/MWh. Assim, a subida de preço nas horas de bombagem é superior à variação de que resulta a descida de preço nas horas em que há turbinamento. Esta situação é especialmente notável para o mês de maio. No entanto, em junho, a variação relativa às horas de turbinamento é superior à variação de preço que resulta do período de bombagem. Destaca-se também o mês de julho em que se registou a menor variação de preço, o que implica que neste período a variação de preço resultante das horas de bombagem é muito próxima da variação que resulta das horas de turbinamento.

5.2.5 Análise de lucro anual

Na Tabela 5.13 é apresentado o lucro obtido para o ano de 2016. Para este caso de estudo não foi feita a análise de viabilidade do investimento, dado que se trata de uma central que já se encontra no ativo. No entanto, os valores obtidos podem ser analisados, a fim de se perceber o impacto que a introdução de um novo sistema de armazenamento de energia desta dimensão teria nos preços do MIBEL.

Tabela 5.13 - Lucro mensal e anual obtido para o Caso de Estudo 3.

Mês	Lucro (€)
janeiro	765702.00
fevereiro	706118.00
março	204470.00
abril	44618.00
maio	-182203.00
junho	-1029210.00
julho	-466522.00
agosto	-545265.00
setembro	-346248.00
outubro	-41321.00
novembro	382396.00
dezembro	312767.00
2016	-194698.00

A partir da Tabela 5.13, e considerando apenas o ano de 2016, podemos concluir que o *spread* entre os preços nas horas de vazio e cheias, não comporta a introdução de um sistema de armazenamento desta dimensão, se for considerada a sua operação apenas com o objetivo de beneficiar com essa diferença de preços. Como seria de esperar a partir dos resultados apresentados na Tabela 5.8, o mês de julho apresenta um prejuízo elevado, 1029210.00 €. No entanto, também os meses de maio, julho, agosto, setembro e outubro contribuem para um prejuízo anual de 194698.00 €. Para estes meses registou-se um *spread* positivo entre os preços nas horas de bombagem e turbinagem, mas o facto de se considerar um maior número de horas a bombear do que a turbinar resulta no prejuízo acima indicado.

Como se compreende, o resultado obtido reflete apenas os preços verificados no ano de 2016. Conclusões mais definitivas obrigariam à análise de um período temporal mais alargado e mais representativo do comportamento dos preços de mercado. Por outro lado, esta análise foi realizada considerando que os períodos de bombagem e turbinagem são fixos. Os períodos considerados poderão não ser os mais adequados (preços menos e mais elevados respetivamente), pelo que esta situação poderá, igualmente, ter contribuído para os valores obtidos.

Capítulo 6

Conclusão

Neste Capítulo são apresentadas as conclusões que emergem dos resultados obtidos através da aplicação desenvolvida. Verificou-se, tal como esperado, que com a inclusão de um sistema de armazenamento, os preços aumentam nas horas de carregamento e diminuem nas horas de descarga, sendo essa variação mais acentuada quanto maior a sua capacidade. Outro fator que influencia a variação dos preços é a forma das curvas das propostas de compra e venda de energia. Quanto mais acentuado o declive das curvas, ou seja, quanto menor a energia comportada em cada proposta e maior a disparidade de preço entre propostas, maior será a variação do preço provocada pelas baterias ou bombagem. Também a ocorrência de *market splitting* influencia a variação do preço, sendo que quanto maior a frequência desta situação, maior será a variação registada. Se a variação de preços nos períodos de vazio e cheia ou ponta for equilibrada, isto é, a subida do preço nas horas de carga for próxima da sua descida nas horas de descarga, a variação anual do preço será reduzida.

Por outro lado, conclui-se que quanto maior a variação de preço registada nos períodos de vazio e nos períodos de não vazio, menor será o *spread* resultante, sendo o lucro decorrente da compra e venda de energia nestes períodos igualmente inferior. O *spread* é influenciado pela escolha dos períodos de carga ou bombagem e descarga ou turbinagem. Na aplicação desenvolvida, foram considerados períodos fixos, recorrendo a diagramas de carga típicos para o nosso país, durante os dias úteis semanais. Assim, não é tida em conta a oscilação desses diagramas durante os fins-de-semana e estações do ano, o que poderá impedir a obtenção do máximo lucro possível uma vez que, os períodos em que os sistemas de armazenamento se encontram a carregar poderão não corresponder às horas em que o preço é menor, ou os períodos de descarga poderão não coincidir com as horas em que os preços se encontram mais elevados. De forma a melhorar a aplicação, sugere-se assim a realização de uma estimativa prévia dos preços do dia seguinte que tenha em conta diferentes dias da semana e diferentes meses do ano, consoante as suas temperaturas e horas de luminosidade esperadas. Desta

forma, será possível posicionar de forma mais adequada os períodos de carga ou bombagem e descarga ou turbinagem.

Por fim, a partir dos cálculos apresentados no Capítulo 5, conclui-se que a aquisição de baterias de lítio com o objetivo de comprar energia nas horas em que os preços de mercado se encontram mais baixos para, posteriormente, a vender nas horas em que os preços aumentam, não corresponde a um investimento viável. Em ambos os Casos de Estudo analisados em que se admitiu este tipo de bateria, num período de 10 anos, tempo médio de vida da mesma, o investimento teria um retorno próximo de 10%. Perante valores tão diminutos, admite-se que, mesmo implementando na aplicação desenvolvida, as melhorias sugeridas e considerando que os preços deste sistema de armazenamento têm vindo a diminuir a um ritmo significativo, este tipo de investimento dificilmente será rentável se se admitir que o sistema de armazenamento se destina exclusivamente à realização de arbitragem de preços. Note-se ainda que existe uma tendência para que os preços do Mercado Ibérico de Eletricidade, entre as horas de vazio e fora de vazio, apresentem um *spread* cada vez menor à medida que se investe cada vez mais em aproveitamentos hídricos com bombagem e *storage*. Como foi possível verificar através do Caso de Estudo 3, a potência de bombagem de uma central hídrica corresponde a um valor elevado que exerce uma forte influência sobre os preços da energia nas horas de turbinamento e de bombagem.

Com o desenvolvimento desta dissertação, e através de todos os procedimentos realizados e resultados obtidos ao longo da mesma, conclui-se que o carregamento de baterias nas horas de vazio e o seu descarregamento nas horas cheias ou de ponta têm influência sobre os preços do MIBEL, sendo tanto maior quanto mais elevada a capacidade dessas baterias. No entanto, a variação a que os preços estão sujeitos é baixa. Apesar disto, investir em baterias de iões de lítio exclusivamente para este fim não será rentável, devido ao facto do *spread* entre estes preços ser reduzido e ter tendência para continuar a reduzir-se no futuro.

Referências

- [1] EASE, EERA. *European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030 - Update*. SI: Michela Bortolotti (EASE), Janeiro de 2017.
- [2] Office of Electricity Delivery & Energy Reliability. *DOE GLOBAL ENERGY STORAGE DATABASE*. [online]. Sandia Corporation. 2016. Disponível em http://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization. Acesso em 22 de Outubro de 2017.
- [3] SARAIVA, Tomé, et al. *Consultoria técnica e prestação de serviços no âmbito das tecnologias de armazenamento de energia e seu potencial para os sistemas elétricos*. Porto: INESC-TEC, Fevereiro de 2015.
- [4] eSTORAGE. *Potential for conversion of classical PSP to variable speed units in EU15, Norway and Switzerland*. [online] Extracts of D4.1. Abril de 2016. Disponível em <http://www.estorage-project.eu/wp-content/uploads/2013/06/EXTRACT-of-eStorage-D4.1-Potential-for-conversion-of-classical-PSP-to-variable-speed-units.pdf>. Acesso a 12 de Outubro de 2017.
- [5] METZ, Dennis. *Economic Evaluation of Energy Storage Systems and their Impact on Electricity Markets in a Smart-grid Context*. 2017.
- [6] SANDER, Michael; GEHRING, Rainer; NEUMANN, Holger. *LIQHYSMES—A 48 GJ toroidal MgB₂-SMES for buffering minute and second fluctuations*. *IEEE Transactions on applied Superconductivity*, 2013, 23.3: 5700505-5700505.
- [7] ROGERS, A., et al. *Compressed air energy storage: Thermodynamic and economic review*. In: PES General Meeting| Conference & Exposition, 2014 IEEE. IEEE, 2014. p. 1-5.
- [8] LUO, Xing, et al. *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*. *Applied Energy*, 2015, 137: 511-536.
- [9] GONÇALVES, Luís Marques. *Dimensionamento de sistemas de armazenamento de energia para cenários de contingência*. 2016. Master's Thesis.

- [10] TONG, Shi Jie, et al. *Off-grid photovoltaic vehicle charge using second life lithium batteries: An experimental and numerical investigation*. *Applied Energy*, 2013, 104: 740-750.
- [11] MAHLIA, T. M. I., et al. *A review of available methods and development on energy storage; technology update*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 33: 532-545.
- [12] VENERI, Ottorino; CAPASSO, Clemente; PATALANO, Stanislao. Experimental study on the performance of a ZEBRA battery based propulsion system for urban commercial vehicles. *Applied Energy*, 2017, 185: 2005-2018.
- [13] OLECHOWSKI, Alison; EPPINGER, Steven D.; JOGLEKAR, Nitin. Technology readiness levels at 40: A study of state-of-the-art use, challenges, and opportunities. In: *Management of Engineering and Technology (PICMET), 2015 Portland International Conference on*. IEEE, 2015. p. 2084-2094.
- [14] MEDINA, P., et al. Electrical energy storage systems: technologies' state-of-the-art, techno-economic benefits and applications analysis. In: *System Sciences (HICSS), 2014 47th Hawaii International Conference on*. IEEE, 2014. p. 2295-2304.
- [15] REZAIE, Behnaz; ROSEN, Marc A. District heating and cooling: Review of technology and potential enhancements. *Applied Energy*, 2012, 93: 2-10.
- [16] LETCHER, Trevor M.; LAW, R.; REAY, D. *Storing Energy: With Special Reference to Renewable Energy Sources*. Elsevier, 2016. Disponível em https://books.google.pt/books?hl=pt-PT&lr=&id=TPReBwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA373&dq=power+to+gas&ots=nPOcrubaYU&sig=EBuzfjC6llj1Wz0cPwN4oqOtA0M&redir_esc=y#v=onepage&q=power%20to%20gas&f=false. Acesso a 2 de Outubro de 2017.
- [17] Energy Storage Association, *Hydrogen Energy Storage*. Washington, DC: 2017. Disponível em <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/hydrogen-energy-storage>. Acesso a 8 de Outubro de 2017.
- [18] RUESTER, Sophia, et al. *Electricity storage: how to facilitate its deployment and operation in the EU*. 2012.

- [19] EnSync. *Agile Flow Battery*. Product data sheet [online]. Whittaker Way, Menomonee Falls. Disponível em http://docs.wixstatic.com/ugd/4f852c_7945822093134e9a9927645aa3fe1903.pdf. Acesso a 15 de Outubro de 2017.
- [20] GONÇALVES, Ricardo Nuno Loureiro, et al. Estudo do impacto da introdução dos veículos elétricos nos preços de mercado e nos diagramas de carga. 2012.
- [21] OMIE. Disponível em <http://www.omie.es/pt/inicio>. Acesso a 25 de Novembro.
- [22] SARAIVA, João Tomé. *Organização de Mercados de Eletricidade*. Porto: FEUP. Fevereiro de 2016.
- [23] SARAIVA, João Tomé. Trabalho prático da unidade curricular de Mercados e Qualidade. Ano letivo 2015/2016.
- [22] The MathWorks, Inc. *linprog*. [online]. United States: 1994-2018. Disponível em <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/linprog.html>. Acesso a 18 de Dezembro.